

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
CAMPUS ZACATENCO

# Variables exógenas de los modelos de previsión para los PMLs del MDA en México

---

Eduard Blanch Urbán

8 de Diciembre de 2017

**ASESOR:** Dr. Ricardo Octavio Mota Palomino



# ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	4
2. MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO .....	5
2.1 Historia .....	5
2.2 Transición del mercado .....	9
2.3 Estado actual del sector eléctrico en México.....	10
3. COMO FUNCIONA EL NUEVO MERCADO .....	11
3.1 Instituciones públicas del mercado Eléctrico .....	11
3.1.1 Funciones y obligaciones de los organismos públicos del mercado .....	12
3.2 Participantes del mercado .....	13
3.2.1 Generadores.....	15
3.2.2 Comercializadores no suministradores .....	17
3.2.3 Usuarios calificados .....	18
3.2.4 Suministradores .....	19
3.2.5 Transportistas y distribuidores.....	19
3.3 Productos ofertados en el mercado eléctrico mayorista .....	19
3.3.1 Mercado del día en adelante (MDA).....	20
3.3.2 Mercado en tiempo real (MTR).....	23
3.3.3 Mercado para el balance de potencia.....	24
3.3.4 Mercado de certificados de energía limpia.....	26
3.3.5 Subastas de derechos financieros de transmisión .....	26
3.3.6 Subasta de medio y largo plazo.....	29
4. PATRONES DE LOS PRECIOS MARGINALES LOCALES.....	30
4.1 Saltos en el MEM.....	30
4.2 Patrones temporales .....	31
4.3 Patrones locales .....	33
5. SERIES TEMPORALES EN EL CÁLCULO DE LOS PMLs del MDA .....	35
5.1 Modelos estadísticos (ARMA, ARIMA) .....	35
5.1.1 Partes principales del modelo ARMA.....	36
6 ANALISIS Y RESULTADOS .....	37
6.1 Resultados del modelo ARIMA:.....	39

6.2 Resultados del modelo lineal para determinar las variables exógenas: .....	43
7. CONCLUSIONES .....	47
8. BIBLIOGRAFIA .....	48

## 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la electricidad ha ido ganando una mayor presencia en la vida de todos los ciudadanos. Antiguamente era un derecho privilegiado sólo para las clases más pudientes que se lo podían costear, pero hoy en día es un derecho fundamental utilizado, a diario, por casi todas las personas. No es descabellado pensar que en el futuro cada vez la humanidad va a depender más y más de la electricidad y que por lo tanto, es fundamental estudiar y entender cómo se comercializa esta electricidad y prever el precio que debemos pagar para consumirla.

En el caso de México aún es más interesante entender cómo funciona el sistema de comercialización y prever los precios de la electricidad ya que desde hace un año y medio ha habido el mayor cambio en el sistema eléctrico; “La reforma de la Ley del Sector Eléctrico”.

Este estudio se centrará en comprender como funciona el nuevo sistema de comercialización de electricidad en México y, una vez entendido los tipos de mercados y de productos que se comercializan, se realizará un estudio exhaustivo de los patrones que siguen los precios del mercado del día en adelante, juntamente con el modelaje de los mismos precios con los modelos para series temporales “ARIMA” y el pronóstico de las variables exógenas que afectan a este modelo.

La previsión de los precios de la electricidad es compleja debido a la alta volatilidad de los precios porque, por un lado, la electricidad no es almacenable y, por otro, debe satisfacerse continuamente la demanda del mercado. Lamentablemente, el mercado de la energía difiere de otros mercados financieros, ya que no permite el comercio continuo. Los precios para las horas del día siguiente se determinan al mismo tiempo, por lo que la información utilizada para el precio de entrega en la hora 7 es la misma que en la hora 18 y por consiguiente los modelos de series de tiempo no están disponibles para su uso ya que suponen que el conjunto de información se actualiza al pasar de una observación a la siguiente en el tiempo.

Si se utilizase modelos basados en precios promedio diarios o simplemente en se estudiase horas por separado, el mercado podría tratarse como una negociación continua y un modelo de serie temporal sería adecuado para el estudio. En este estudio, para simplificar el proceso y poder utilizar series temporales, se analizará el precio promedio diario.

## 2. MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO

### 2.1 Historia

La generación de energía eléctrica inició en México a finales del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica textil “La Americana”. A partir de ese momento se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública. Diez años más tarde, en 1889, empezó a operar la primera planta hidroeléctrica en Batopilas (Chihuahua) con capacidad de 22,38 kW. Para aprovechar el sobrante de energía eléctrica de la industria, el gobierno mexicano vendió concesiones lucrativas para la electrificación de ciudades; la primera de éstas fue vendida a la compañía Mexicana de Gas y Luz eléctrica en 1881 para proveer servicios eléctricos a las clases más altas de la Ciudad de México.

A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW de la cual 39 por ciento era de origen hidroeléctrico y 61 por ciento termoeléctrico, [1] la generación, la transmisión y la distribución eran controladas exclusivamente por empresas mexicanas privadas y domésticas. Estas compañías eran muy pequeñas y geográficamente dispersas, acumulándose solo en las áreas más ricas y más industrializadas, dejando sin servicio a las zonas rurales.[14]

A partir de 1910 se inició un flujo continuo de capital extranjero, principalmente proveniente de Canadá, los Estados Unidos y Alemania, los cuales desplazaron completamente al capital mexicano para los posteriores 20 años. Para ese mismo año, la capacidad de generación eléctrica en México era de 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company (MLP). Este crecimiento en la capacidad de generación se debió principalmente a la construcción en México del primer proyecto hidroeléctrico propiedad de MLP – la planta Necaxa en el estado de Puebla. Desde 1902 hasta 1933, la generación, transmisión y distribución mexicanas fueron dominadas por tres grandes compañías extranjeras con una “fuerte tendencia hacia el monopolio”: The Mexican Light and Power Company (MLP), Impulsora de Empresas Eléctricas (Impulsora) y la Compañía eléctrica de Chapala (CEC). MLP prácticamente tenía un monopolio absoluto sobre la generación eléctrica en la zona central del país, alrededor de la Ciudad de México; Impulsora controlaba tres sistemas interconectados en el norte, y la CEC controlaba el sistema eléctrico del occidente. Estas tres compañías adquirieron los activos de las pequeñas y dispersas compañías privadas y extendieron sus redes de transmisión y distribución hasta penetrar los mercados más atractivos económicamente, en las ciudades en las que operaban. [2]

En 1922 se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica y tratar de prevenir los abusos sobre las tarifas monopólicas por parte de las compañías eléctricas con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida a partir de 1926, como la Comisión Nacional de Fuerza Motriz. También en 1926, con la promulgación del Código Nacional Eléctrico se declaró que la electricidad era un servicio

público y se le confirió al Congreso de la Unión los derechos de legislar en asuntos relacionados con la electricidad, todo y que no resulto en grandes cambios. Finalmente el 2 de diciembre de 1933 se decretó que también la generación y la distribución de electricidad eran actividades de utilidad pública y fue entonces cuando el gobierno mexicano, harto del monopolio eléctrico, empezó a gestar la idea de una la comisión federal de electricidad.

En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, [3] de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas. Las interrupciones eran constantes, el suministro no satisfacía la demanda y los precios eran desorbitados. Para dar respuesta a esa situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales. (Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937). [2]

Al mismo tiempo, el Presidente Lázaro Cárdenas, de la dirección del Partido Revolucionario Institucional (PRI) buscaba apoyo estratégico en el sindicato más antiguo, el Sindicato Mexicano de Electricistas (SME) fundado en 1914. En 1936, el SME se declaró en huelga contra Impulsora y sus siete subsidiarias. A causa de la fuerza que mostraban los sindicatos y la incertidumbre sobre el papel de la CFE, las compañías privadas extranjeras redujeron la inversión para los próximos 10 años. Como consecuencia de la falta de inversión extranjera la CFE tuvo que asumir el rol de las generadoras y empezó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución. Los primeros proyectos de generación de energía eléctrica de CFE se realizaron en Teloloapan (Guerrero), Pátzcuaro (Michoacán), Suchiate y Xía (Oaxaca), y Ures y Altar (Sonora). [2]

En 1938, el Congreso de la Unión promulgó el Acta de Servicio Público de la Electricidad que establecía una fuerte regulación federal del sector eléctrico. En respuesta a la subinversión en el sector eléctrico, se inició un “proceso oscilante de nacionalización”: la CFE recibió instrucciones de comprar (a precios bajos) los activos eléctricos existentes y construir nuevos activos para la generación, transmisión y distribución de electricidad financiados con recursos públicos. En 1944 la CFE compró a la CEC, la tercera compañía privada extranjera más grande de México, y construyó su primera planta generadora de gran escala, Ixtapantongo. Durante los años cuarenta y cincuenta, la CFE adquirió cientos de monopolios de electricidad regionales y los convirtió en una sola empresa con estándares técnicos uniformes. Así, la CFE pasó de tener apenas una capacidad de 64 kW a finales del 1938 a tener 45.594 kW a finales de 1946.

Hacia 1960 la CFE aportaba ya el 54% de los 2,308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12%, y el resto de las compañías 9%. Ese mismo año el gobierno mexicano adquirió la mayoría de las acciones de la MLP, el 95 por ciento de las acciones comunes de Impulsora y fue creada una nueva empresa estatal, la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC), la cual proporcionaría el servicio eléctrico a los estados centrales de México, Morelos, Puebla, Hidalgo y el Distrito Federal.

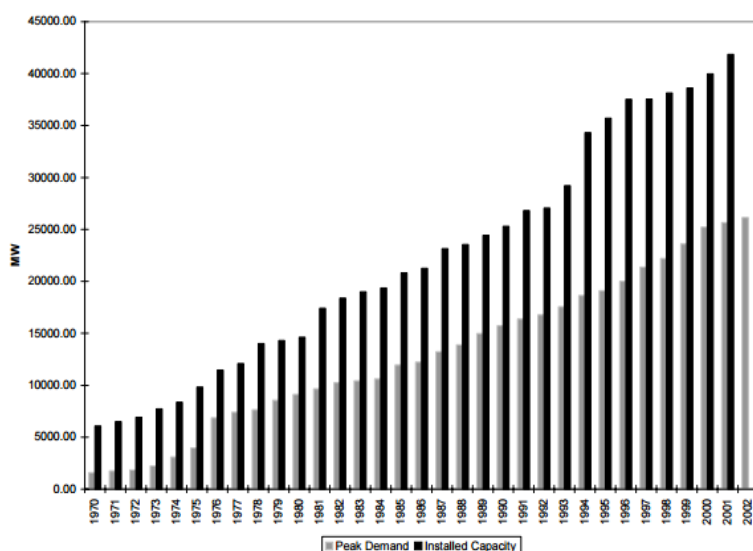
Durante los años sesenta, más del cincuenta por ciento de la inversión pública total se dedicó a proyectos de infraestructura, pudiendo construir las plantas generadoras más grandes, incluyendo Infiernillo y Temascal. Además de aumentar significativamente la capacidad de

generación del país, la CFE estandarizó las normas técnicas y económicas del sistema eléctrico, estandarizó los voltajes de operación del sistema eléctrico e interconectó los sistemas de transmisión que aún no estaban conectados a la red.

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Por eso el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960. Esta medida provocó una integración el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización. El Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas hasta tener un 54% de las centrales generadoras de electricidad en el año 1961. En éste mismo, la capacidad instalada en el país ascendía, según [1], a 3,250 MW.

Durante esa década se destinó más del 50% de inversión pública a obras de infraestructura. Se construyeron importantes centros generadores, entre ellos los de Infiernillo y Temascal, y se instalaron otras plantas generadoras alcanzando, en 1971, una capacidad instalada de 7,874 MW.

En el transcurso de los años 70, la CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación y unificando las frecuencias a 60Hz, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. Cabe mencionar que en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes, llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 Hertz.



Gráfica 1: Crecimiento de la demanda y de la capacidad de generación [2]

También, durante los años setenta, todos los sistemas de transmisión fueron interconectados, excepto los sistemas eléctricos de Baja California y Yucatán. El sistema de Yucatán se incorporaría al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en 1990.

Al finalizar esa década se superó el reto de sostener el ritmo de crecimiento al instalarse, entre 1970 y 1980, centrales generadoras (principalmente térmicas de combustóleo) que dieron una capacidad instalada de 17,360 MW.

Los combustóleos se convirtieron en los combustibles de generación más utilizados a causa de los pocos recursos acuíferos en el norte del país y los bajos factores de carga en las plantas hidroeléctricas [4]. A medida que México se convirtió en uno de los diez principales productores de petróleo en el mundo, fueron cambiando las plantas de generación que

utilizaban carbón y gas por plantas de generación a base de combustóleo. Sin embargo, es importante notar que PEMEX, durante este período, vendió combustóleos al sector eléctrico al 30 por ciento de su costo de oportunidad. Este precio tan bajo del combustóleo se tradujo en un subsidio considerable al sector eléctrico de un promedio de aproximadamente \$1.5 billones de dólares por año durante el período de 1974 a 1989. Aunque en general hasta 1973 los precios de la electricidad cubrían sobradamente todos los costos, el precio artificialmente bajo de los combustóleos para la generación eléctrica creó tarifas eléctricas que no cubrían completamente los costos.

El 29 de diciembre de 1982 se establece la sustitución de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, creada el 1976 por la Secretaría de Energía [4] , Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), con objeto de delimitar de manera más especializada las áreas de los energéticos, la minería y la industria básica y estratégica.

En los primeros años de la década de los ochenta, México entró en un período económico caracterizado por crisis financieras, aumento de la deuda pública e hiperinflación. El precio del combustóleo para la generación eléctrica se incrementó, al igual que las tarifas eléctricas para los consumidores comerciales e industriales. Sin embargo, las tarifas residenciales y agrícolas, sectores más sensibles políticamente, se mantuvieron fijas bajo la premisa que la industria podría pagar un precio más alto por la electricidad.

El 29 de diciembre de 1982 se establece la sustitución de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, creada el 1976 por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), con objeto de delimitar de manera más especializada las áreas de los energéticos, la minería y la industria básica y estratégica.

Así, durante la década de los 80, el crecimiento de la infraestructura eléctrica fue menor que en la década anterior, principalmente por la disminución en la asignación de recursos públicos a la CFE. No obstante, en 1991 la capacidad instalada alcanzaba valores de 26,797 MW.

Como resultado de estos factores, en 1992 [3] se llevaron a cabo las reformas al LSPEE para permitir una participación privada limitada en el sector de generación eléctrica y así mitigar la amenaza de crisis en el suministro de electricidad causado por la falta de capital de la CFE de financiar la inversión requerida. Por otra parte, se tomaron medidas para aumentar las tarifas y reducir los costos operacionales de la CFE con el propósito de restaurar en alguna medida la sustentabilidad del sector. Sin embargo, resultó políticamente muy difícil aumentar las tarifas residenciales y agrícolas. Similarmente, fue difícil reducir los costos de la CFE porque esto significaría un enfrentamiento con los sindicatos de trabajadores de la CFE y la LFC que, por ese entonces, formaron una coalición para bloquear tanto la inversión privada en el sector como reformas en las tarifas.

El día 28 de diciembre de 1994, como resultado de la reforma a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal propuesta por el Ejecutivo Federal, la SEMIP se transforma en Secretaría de Energía (SENER), y se le confirió la facultad de conducir la política energética del país, con lo que fortaleció su papel como coordinadora del sector energético al ejercer los derechos de la nación sobre los recursos no renovables.

A inicios del año 2000 México tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% (más de 18,6 millones de usuarios) a nivel nacional y una red de transmisión y distribución de 614.653 kms.



El Congreso de la Unión promulgó la Ley de Energía Renovable (LER) a finales del 2008 con el fin de reducir la dependencia del país en combustibles fósiles por medio del fomento del desarrollo de la energía renovable, proporcionando los instrumentos de financiación para tal desarrollo y reemplazando los combustibles fósiles por combustibles renovables en la generación de electricidad. [5] El LER también complementa el programa especial para cambios climáticos el cual preveía reducir las emisiones de gas de efecto invernadero a un 50% a partir de los niveles en el 2000 para el año 2050.

En cumplimiento con esta legislación, la secretaría de energía (SENER), en cooperación con otros participantes del Poder Ejecutivo, desarrollaron en el 2010 la Estrategia Nacional para la Transición de Energía y el uso sostenible de la Energía (Estrategia Nacional de Energía o NES).

## 2.2 Transición del mercado

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) [6] y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Ley de la CFE) [7] aprobadas el 20 de Julio de 2014, junto con el resto de la regulación derivada de la reforma de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos aprobada en diciembre de 2013 han desencadenado la mayor transformación y modernización del sector eléctrico en los últimos 80 años.

La LIE tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes. Por otra parte la Ley de la CFE tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas. A través de esta Ley, la CFE se transformará en una empresa productiva del estado y se le dotará de flexibilidad para tomar las decisiones pertinentes de gobierno corporativo y modelo de negocio más adecuado para competir en igualdad de circunstancias bajo el nuevo marco aplicable al sector eléctrico.

Con esta reforma, los más de 38,000 MW de nueva capacidad que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) pretende ampliar en los próximos 10 años serán instalados en régimen de libre competencia, a través del nuevo Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) [8]. De igual manera, los usuarios que cuenten con una demanda mínima (inicialmente >3MW), podrán adquirir energía eléctrica de la CFE o de empresas privadas a través de tarifas no reguladas, incentivando la competencia y por lo tanto una reducción del precio de la electricidad.

Aunque el anterior modelo ya permitía la inversión privada en el sector eléctrico, éste sólo promovió esquemas de participación muy específicos y acotados. La compraventa de energía y/o de potencia entre particulares únicamente era posible a través del autoabastecimiento o la cogeneración. La otra alternativa involucraba la CFE a través de la producción independiente de energía (PIE), o de la pequeña producción.

Si bien las actividades de Transmisión y Distribución (T&D) continuarán reservadas al estado, este podrá celebrar asociaciones y contratos con empresas privadas a través de la Secretaría de Energía (SENER), los transportistas o los distribuidores, con el fin de impulsar el desarrollo de la infraestructura que el sistema requiere.

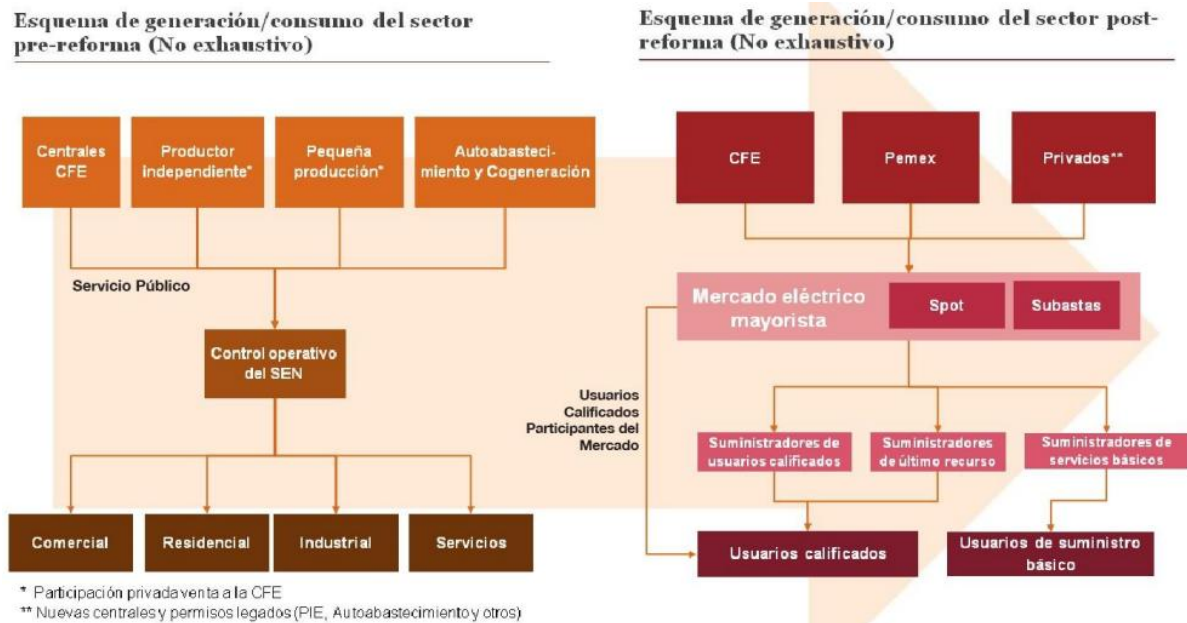
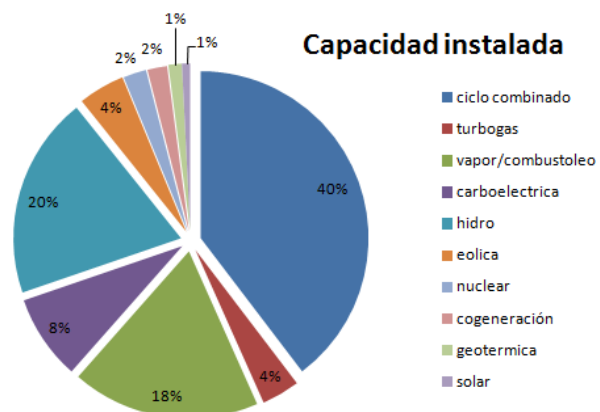


Figura 1: Esquema de generación/consumo del sector eléctrico antes y después de la Reforma Energética [8]

## 2.3 Estado actual del sector eléctrico en México

La capacidad instalada para generación eléctrica en México asciende en 2017 a 73.510 megawatts (MW), de los cuales, 71,2% corresponde a centrales eléctricas convencionales y el restante 28,8% a tecnologías limpias. Esta capacidad instalada, gracias a las nuevas oportunidades privadas que permite el nuevo esquema de mercado, se incrementó 8,1% en el 2016, y 14,7% en los últimos 3 años (muy por encima del incremento en la demanda eléctrica, de 4,1% anual).



Gráfica 2: Capacidad instalada 2017. Elaboración propia

La capacidad instalada de tecnologías limpias aumentó 1956 MW entre el 2015 y el 2016, equivalente a 10,2% de incremento. El 71% de este crecimiento se debe a la instalación de nuevas centrales eólicas, con 930 MW adicionales y de cogeneración eficiente, con 453 MW más, tecnologías cuyo crecimiento anual fue de 33,2% y 77,7%, respectivamente.

La capacidad instalada de tecnologías convencionales se incrementó en 3,530 MW entre el 2015 y el 2016, un aumento de 7,2 por ciento. De este crecimiento, 99% se explica por la expansión de la capacidad de las centrales de ciclo combinado (3,232 MW adicionales) y combustión interna (267 MW) cuyo crecimiento anual fue de 13,4% y 22,5%, respectivamente.

En tanto, la generación efectiva de energía de este último reporte [9] ascendió a 319,364 gigawatts por hora (GWh), lo que implicó un incremento de menos de la mitad de la capacidad, es decir, de 3,2% o 9,811 GWh. Con la capacidad instalada de ese año operando a 100%, se habrían generado 643,947 GWh (24 horas, 365 días del año); por tanto, la generación reportada implica que la capacidad operó a un promedio de eficiencia de 49,5 por ciento. Esto es producto del aumento en la capacidad limpia, cuya intermitencia se refleja en el sistema.

Por lo que hace al consumo en 2016, el sector industrial consumió el 58,5% de las ventas en el territorio nacional. Por otra parte, el sector residencial consumió el 25,8% de las ventas internas, con lo cual es el segundo consumidor de energía eléctrica, seguido por el sector comercial con 7,4%, el bombeo agrícola con 4,4% y por último el sector servicios con 3,8 %.

### **3. COMO FUNCIONA EL NUEVO MERCADO**

#### **3.1 Instituciones públicas del mercado Eléctrico**

Justo después de la aprobación de la ley de la Industria Eléctrica (LIE), el secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, anunció la creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) el 28 de agosto de 2014, en cumplimiento con la nueva legislación en materia energética.

El objetivo de este centro de control dirigido por Eduardo Meraz Ateca es, como su nombre indica, encargarse de ejercer el control operativo del SEN; operar el mercado eléctrico mayorista, garantizar el acceso abierto a la red nacional de transmisión y distribución, así como proponer a la Secretaría de Energía (SENER) la ampliación y modernización de la red.

De esta forma son 4 los organismos públicos clave en el sector eléctrico: la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Cada uno de ellos realiza diferentes funciones y tiene diferentes obligaciones.

### 3.1.1 Funciones y obligaciones de los organismos públicos del mercado

Dentro de los 4 organismos públicos que participan en el mercado, se puede separar en dos grupos; un primer grupo encargado de la organización, el control y la supervisión del mercado eléctrico formado por la SENER, la CRE y el CENACE, y un segundo grupo únicamente formado por la CFE que funciona como una empresa productiva del estado [10].

#### **SENER:**

- Dictar la instrumentación de estrategias para desarrollar, dirigir y controlar la conducción de la política energética del país junto con la planeación del SEN.
- Otorgar concesiones, autorizaciones y permisos en materia energética, en apego a la normatividad vigente.
- Coordinar la evaluación del desempeño del CENACE y del MEM.
- Establecer los criterios y requisitos en materia de Certificados de Energía Limpia (CEL).
- Coordinar y supervisar la transformación de la CFE en empresa productiva del Estado.
- Desempeñar las comisiones y funciones que le confiera el Presidente de la República y mantenerlo informado sobre el desarrollo de las mismas.
- Coordinar la elaboración de los anteproyectos de leyes, reglamentos, decretos y acuerdos, sobre los asuntos de competencia de la Secretaría y del sector correspondiente.

#### **CRE:**

- Regular y otorgar permisos de generación de electricidad y modelos de contratos de interconexión.
- Expedir y aplicar la regulación tarifaria para la transmisión, distribución, operación de servicios básicos y el CENACE, entre otros.
- Emitir las bases del MEM y vigilar su operación.
- Verificar el cumplimiento de los requisitos en materia de CEL.
- Establecer requisitos para suministradores de usuarios calificados y llevar el registro de dichos usuarios.
- Expedir la regulación en materia de eficiencia y calidad en el SEN.

### **CENACE:**

- Control operativo del SEN.
- Operador del MEM, revisión y actualización de las disposiciones operativas del mismo.
- Llevar a cabo subastas para la celebración de contratos de cobertura eléctrica entre los generadores y los representantes de los centros de carga.
- Instruir a transportistas y distribuidores en la celebración del contrato de interconexión de las centrales eléctricas o conexión de los centros de carga.
- Cálculo de las aportaciones que los interesados deberán realizar por la construcción, ampliación o modificación de redes cuando los costos no se recuperen a través de las tarifas reguladas y otorgar derechos financieros de transmisión.

### **CFE:**

- Pasa de ser un organismo descentralizado a “Empresa productiva del estado”.
- Puede realizar contratos con otros participantes del mercado.
- Se auto determina las normas de organización, administración, funcionamiento y los procedimientos de contratación para así garantizar eficacia, honestidad y productividad.

## **3.2 Participantes del mercado**

La Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 3, los define como la "persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de generador, comercializador, suministrador, comercializador no suministrador o usuario calificado". Estos deben de estar de acuerdo en sujetarse a las reglas del mercado y a sujetarse a las condiciones de restricción, suspensión o cancelación de los derechos derivados del contrato de participante del mercado en caso de mora, incumplimiento de pago, disminución de sus garantías o falta de presentación de éstas.

Todo participante del mercado tiene que ser previamente aceptado por el CENACE mediante la presentación de una solicitud de registro en el módulo de registro del portal del sistema de información del mercado. Para acceder a dicho módulo, el candidato tiene que crear una cuenta de usuario en el sistema de información del mercado y realizar el pago de la cuota de registro. Una vez aceptados, el CENACE les especificará su identidad legal para así adquirir los

derechos de compra y venta de energía, potencia, servicios conexos, derechos financieros de transmisión y certificados de energías limpias en el mercado eléctrico mayorista.

Como ya se ha comentado anteriormente, los participantes del mercado pueden ser de diferentes modalidades:

**Generador:** Representa una o más centrales eléctricas en el mercado eléctrico mayorista.

**Generador de Intermediación:** Representa en ese mercado a las centrales eléctricas y a los centros de carga incluidos en los contratos de interconexión legados.

**Comercializador no Suministrador:** Realiza transacciones en el mercado eléctrico mayorista sin representar activos físicos.

**Suministrador:** Representa a la totalidad de los requerimientos de los centros de carga y generadores exentos que representan (energía, capacidad, servicios conexos, transmisión, distribución y control del sistema).

**Usuario Calificado:** Representa centros de carga para consumo propio o para el consumo dentro de sus instalaciones.



Figura 2: Esquema de todos los participantes del suministro eléctrico [11]

Como se puede observar en la figura 2 los generadores, los suministradores y los usuarios calificados forman parte del mercado eléctrico y representan activos físicos, los comercializadores forman parte del mercado eléctrico pero no representan activos físicos y, finalmente, los distribuidores y los transportistas no son considerados participantes del mercado pero si celebrarán convenios con el CENACE para establecer los derechos y obligaciones de cada parte.

Cada participante del mercado podrá establecer múltiples cuentas de orden para su registro con el CENACE. Cada uno de ellos deberá registrar todas sus cuentas de orden bajo la misma modalidad de participación en el mercado. Excepto el generador de intermediación que deberá registrar cuentas de orden separadas para gestionar las transacciones asociadas con cada contrato de interconexión legado. Dichas cuentas de orden no deberán utilizarse para otras transacciones.

### 3.2.1 Generadores

Los generadores deben de poder acreditar la propiedad sobre cada unidad de las centrales eléctricas o la autorización del propietario de cada unidad de central eléctrica para actuar como su representante en el mercado eléctrico mayorista. Los generadores pueden ser de muchos tipos, por ejemplo; solar, eólica, térmica convencional, ciclo combinado, de carbón, geotérmica y cogeneración de entre muchos otros tipos, y se deben agrupar en diferentes asignaciones.

Primero de todo, las unidades de central eléctrica deberán registrarse con uno de los siguientes cuatro estatus [11].

**1 - Firme no-despachable:** Fuente que tiene la capacidad de producir hasta su capacidad instalada bajo condiciones normales, sin la capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real (por ejemplo, ciertas instalaciones de cogeneración, generación nucleoelectrica o geotérmica). Dichas unidades no están exentas de seguir instrucciones del CENACE cuando se requiere por confiabilidad; sin embargo, en el despacho económico se asumirá que su producción está fija en el último valor medido o en el valor pronosticado.

**2 - Firme despachable:** Fuente que tiene la capacidad de seguir instrucciones de despacho en tiempo real hasta su capacidad instalada (por ejemplo, ciclo combinado, termoeléctrica convencional o carboeléctrica).

**3 - Intermitente no-despachable:** Fuente intermitente que no tiene la capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real. Dichas unidades tampoco están exentas de seguir instrucciones del CENACE cuando se requiere por confiabilidad, sin embargo, en el despacho económico se asumirá que su producción está fija en el último valor medido o en el valor pronosticado.

**4 - Intermitente despachable:** Fuente que tiene la capacidad de seguir instrucciones de despacho en tiempo real desde su nivel de producción mínima y hasta una capacidad intermitente (por ejemplo, eólica o solar con la capacidad de reducir generación mediante instrucciones automáticas de despacho). Todas las Unidades de Central Eléctrica para las que exista tecnología disponible que permita su control, deberán registrarse en esta categoría.

El uso de los estatus no-despachables es validado por la unidad de vigilancia del mercado; en caso de determinar que una fuente es despachable, dicha unidad puede ordenar el cambio de su estatus.

Dentro de la clasificación anterior, todos los generadores con una capacidad superior a 30MW y que cumplan los requisitos establecidos por el CENACE podrán participar directamente en el mercado con la modalidad de productor independiente de energía (PIE).

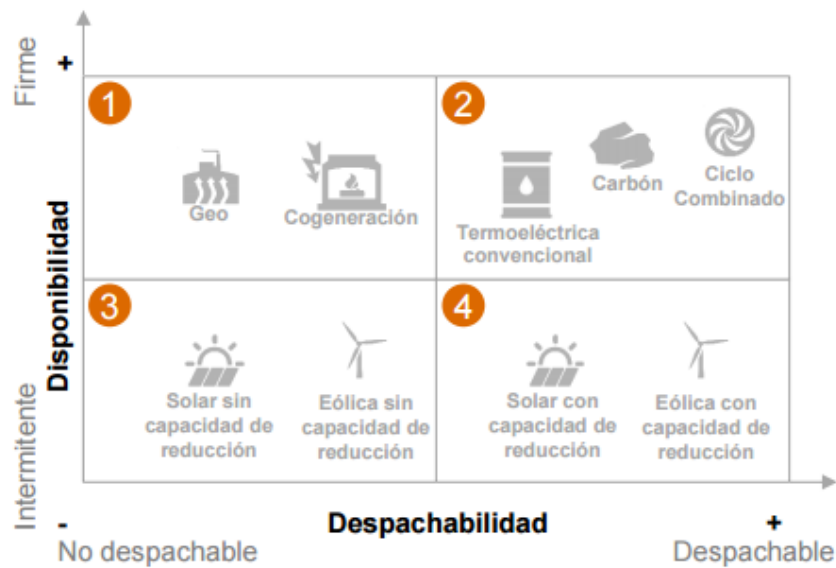


Figura 3: Clasificación de las centrales eléctricas según su estatus [11]

En el caso de los generadores que no cumplan con los requisitos para ser participante del mercado, únicamente podrán comprar y vender energía y productos asociados a través de un generador que cumpla dichos requisitos mediante un contrato de interconexión legado participando con diferentes modalidades.

- **Autoabastecimiento:** Implica que la generación de energía eléctrica sea para fines de autoconsumo y esta actividad no resulte un inconveniente para el sistema.
- **Cogeneración:** Es necesario que dicha electricidad generada se produzca por entidades que utilicen vapor, energía térmica o combustibles que dan lugar al proceso de cogeneración.
- **Pequeña producción:** Dentro de esta modalidad incluye diferentes fines.
  - Cuando se pretende vender la totalidad de la electricidad generada a la CFE en centrales inferiores a los 30MW.
  - El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas donde el suministro no sea superior a 1MW.
  - La exportación, siempre y cuando esta tampoco supere el límite de 30MW.
- **Exportación:** Cuando la electricidad de un generador se destina a la exportación por medio de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción que no supere los límites de 30MW.
- **Importación:** Es la adquisición de energía proveniente de plantas generadoras en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de energía y el consumidor.



Según la tecnología de generación, se aplicarán condiciones diferentes a los Contratos de Interconexión Legada (CIL) cuando se desee incluir parte de la capacidad de estas centrales en el mercado.

Para la cogeneración eficiente y fuentes renovables la energía producida será automáticamente asignada entre el generador de intermediación y los generadores que tengan los contratos de interconexión legados, en todas las horas y en proporción a la capacidad registrada por cada generador [11].

Para fuentes convencionales la energía siempre será asignada primero al generador de intermediación y, a posteriori, la energía producida en exceso de la capacidad registrada por el generador de intermediación será asignada al generador distinto al generador de intermediación. Además la capacidad del segundo generador deberá estar siempre disponible para ofertar en el mercado excepto cuando presente falla o esté en mantenimiento. A cambio, éste podrá elegir que segmento de la curva de costos incrementales de la unidad de central eléctrica completa se asignará a la capacidad de la central que representa.

### **3.2.2 Comercializadores no suministradores**

Los comercializadores no suministradores, al no representar activos, realizarán transacciones virtuales (no requieren entrega física de energía y sólo están disponibles en la segunda fase del mercado eléctrico a partir del 2018), o financieras bilaterales (requieren entrega física) de compra o de venta apoyando a los demás participantes del mercado a cubrirse contra cambios en el precio marginal local entre el MDA y el MTR.

#### **3.2.2.1 ¿Que son las transacciones virtuales?**

Las transacciones virtuales son el nombre dado a las transacciones puramente financieras en los mercados de energía. Las transacciones virtuales se parecen mucho a las transacciones financieras en otros mercados de productos básicos y comparten elementos comunes con contratos financieros de electricidad a plazo o con los contratos financieros negociados bilateralmente. Las transacciones virtuales desempeñan una valiosa función en otros mercados organizados de energía mayorista en todo el mundo por lo que es una ventaja poder incorporarlas al mercado eléctrico mayorista mexicano.

Las transacciones virtuales:

- Agregan liquidez, lo que permite a los participantes del mercado asumir o cerrar de manera más fácil y eficiente posiciones de compra y venta.
- Permite el comercio especulativo para mejorar la eficiencia y el compromiso unitario entre los mercados del día en adelanto y en tiempo real.
- Sirve para mitigar el poder del mercado y los monopolios a través de la adición de entidades competitivas cuya participación previene las distorsiones persistentes del mercado.

Las transacciones virtuales son ofertas presentadas para tomar posiciones financieras en el mercado del día en adelante sin la intención de entregar o consumir energía física en el mercado en tiempo real. Las posiciones financieras tomadas en el mercado del día en adelante por este tipo de transacciones se liquidan como desequilibrios en el mercado de tiempo real. Como se explica con más detalle en [12] si el producto es financiero, se realiza una liquidación de la diferencia entre los dos precios. Por ejemplo, un agente compró 1 MWh dejando su posición abierta al vencimiento, se cerró a un precio de cotización de 1000\$/MWh y el precio del mercado fue de 1200\$/MWh, luego el CENACE abona a su favor 200\$.

### 3.2.2.2 ¿Que son las transacciones bilaterales financieras?

Las transacciones bilaterales financieras pueden ser transacciones fijas (un número fijo de MW), o transacciones referenciadas (un porcentaje de energía generada o consumida) y permiten al participante del mercado transferir la responsabilidad financiera de la energía o de los Servicios Conexos incluidos en el Mercado (no así la provisión física de energía o de Servicios Conexos) entre un comprador y un vendedor. Es decir, si el vendedor transfiere sus derechos sobre la energía o servicios conexos del mercado al comprador, el CENACE cargará al vendedor por la cantidad el importe correspondiente a la energía o servicios conexos incluidos en la transacción bilateral financiera y, entonces, el vendedor será responsable del cobro al comprador en una transacción bilateral sin participación o intervención del CENACE.

### 3.2.3 Usuarios calificados

Los usuarios calificados representan centros de carga para consumo propio o para el consumo dentro de sus instalaciones. Estos usuarios calificados podrán participar en el mercado eléctrico mayorista bajo dos modalidades [13]:

**Usuarios calificados participantes del mercado:** Representan a sus propios centros de carga en el mercado eléctrico mayorista, y compran energía eléctrica y servicios conexos directamente en el mercado eléctrico mayorista. Los usuarios calificados que quieran participar directamente en el mercado deben tener al menos una demanda de 5MW y un consumo anual de 20GWh.

**Usuarios calificados representados por un suministrador:** Son aquellos cuyos centros de carga son representados en el mercado eléctrico mayorista por un suministrador de servicios calificados o, de forma transitoria, por un suministrador de último recurso. Podrán incluirse los centros de carga tengan una demanda igual o mayor a 3 MW en 2015, 2MW en 2016 y 1MW en 2017.

El registro como usuario calificado es opcional para los usuarios que cumplan los requisitos ya que no se les permite recibir servicios de un suministrador de servicios básicos y también se les permite la cancelación de los centros de carga de la modalidad de usuario calificado tres años después de la correspondiente notificación a la CRE.

### 3.2.4 Suministradores

Los suministradores pueden participar en el Mercado Eléctrico Mayorista bajo tres modalidades [14]:

**Suministrador de servicios básicos:** Representa en el mercado eléctrico mayorista a los centros de carga correspondientes a los usuarios del suministro básico.

**Suministrador de servicios calificados:** Representa en el mercado eléctrico mayorista a los centros de carga correspondientes a los usuarios calificados que no participan directamente en el mercado eléctrico mayorista.

**Suministrador de último recurso:** Representa a usuarios calificados por tiempo limitado, con la finalidad de mantener la continuidad del servicio cuando un suministrador de servicios calificados deje de prestar el suministro eléctrico.

### 3.2.5 Transportistas y distribuidores

Como se ha comentado anteriormente los transportistas y los distribuidores no forman parte del mercado eléctrico mayorista pero se rigen por unas normas y unos contratos con el CENACE. Los transportistas y los distribuidores tienen la obligación de informar al CENACE sobre las capacidades y los límites operativos de las instalaciones y de informar a la brevedad de cualquier cambio que suceda. También se comprometen a cumplir puntualmente las instrucciones del CENACE, incluyendo instrucciones de conectar o desconectar instalaciones del SEN.

Al mismo tiempo, los transportistas y los distribuidores se comprometen a mantener sus instalaciones de transmisión y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable de la red nacional de transmisión y así, asegurar un correcto funcionamiento de los sistemas de control y los procedimientos de corte en caso de emergencia.

## 3.3 Productos ofertados en el mercado eléctrico mayorista

El diseño del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) contempló desde un inicio una implementación escalonada de sus distintos componentes. En la primera etapa se consideró la implementación del mercado de energía de corto plazo con precios topes establecidos en las reglas del mercado, transacciones de importación y exportación con programación fija, subastas de largo plazo, derechos financieros de transmisión, mercado para el balance de potencia y mercado de certificados de energías limpias. Mientras que en la segunda etapa se consideró la implementación del mercado de una hora en adelante, transacciones virtuales, transacciones de importación y exportación despachables, recursos de demanda controlable y curvas de demanda para reservas.



Figura 4: Estructura del MEM. (CENACE)

### 3.3.1 Mercado del día en adelante (MDA)

El MEM comenzó a operar con el mercado del día en adelante el 27 de enero de 2016 para el sistema de Baja California (BCA), el 29 de enero del 2016 para el Sistema interconectado Nacional (SIN) y el 23 de marzo de 2016 para el sistema de Baja California Sur (BCS).

El MDA tiene como objetivo llevar a cabo transacciones de electricidad para el día siguiente mediante la presentación de ofertas para la venta y compra de electricidad. Todas las unidades de producción disponibles que no están sujetas a un contrato bilateral deben presentar ofertas para el mercado diario.

El CENACE recibirá ofertas de compra y ofertas de venta de energía y servicios conexos correspondientes al mercado del día en adelante durante el periodo de recepción de ofertas el cual estará disponible 7 días previos al día de operación y hasta las 10:00 horas del día anterior al día de operación como se indica en [15]. Una vez recibidas las ofertas, el CENACE realizará automáticamente la validación y la evaluación de consistencia con los precios de referencia de cada una de las ofertas. Estos precios de referencia son los precios máximos determinados por el CENACE en el que los generadores pueden vender su electricidad. En caso de que el generador sobrepase esos precios se le notificará y se rebajará el precio al precio de referencia.

El CENACE utilizará las ofertas validadas y consistentes como datos para el modelo AU-MDA. Este modelo determina el programa de arranques y paros de las unidades de central eléctrica y sus niveles de generación de energía eléctrica y asignación de servicios conexos, así como el programa de importaciones y exportaciones de energía eléctrica. Adicionalmente, calcula los precios marginales locales y los precios marginales de los servicios conexos incluidos en el mercado del día en adelante para cada hora del día de operación.

Como resultado del modelo AU-MDA, más detallado en [16], antes de las 17:00 horas, el CENACE deberá emitir programas financieros vinculantes para los participantes del mercado que representen unidades de central eléctrica, para las entidades responsables de carga y para los participantes del mercado que han programado importaciones y exportaciones, así como las instrucciones de arranque correspondientes al día de operación.

Las unidades de central eléctrica asignadas como resultado del modelo AU-MDA serán elegibles para recibir pagos de garantía de suficiencia de ingresos, a fin de apoyar la recuperación de los costos de la asignación y de la producción de energía que excedan los ingresos por la venta de energía y servicios conexos en el mercado de energía de corto plazo. La garantía de suficiencia de ingresos sólo puede resultar en pagos hacia el participante del mercado. En caso de que los costes no excedan los ingresos no habrá cobro alguno a los participantes del mercado, ni habrá pago de garantía de suficiencia de ingresos a los mismos.

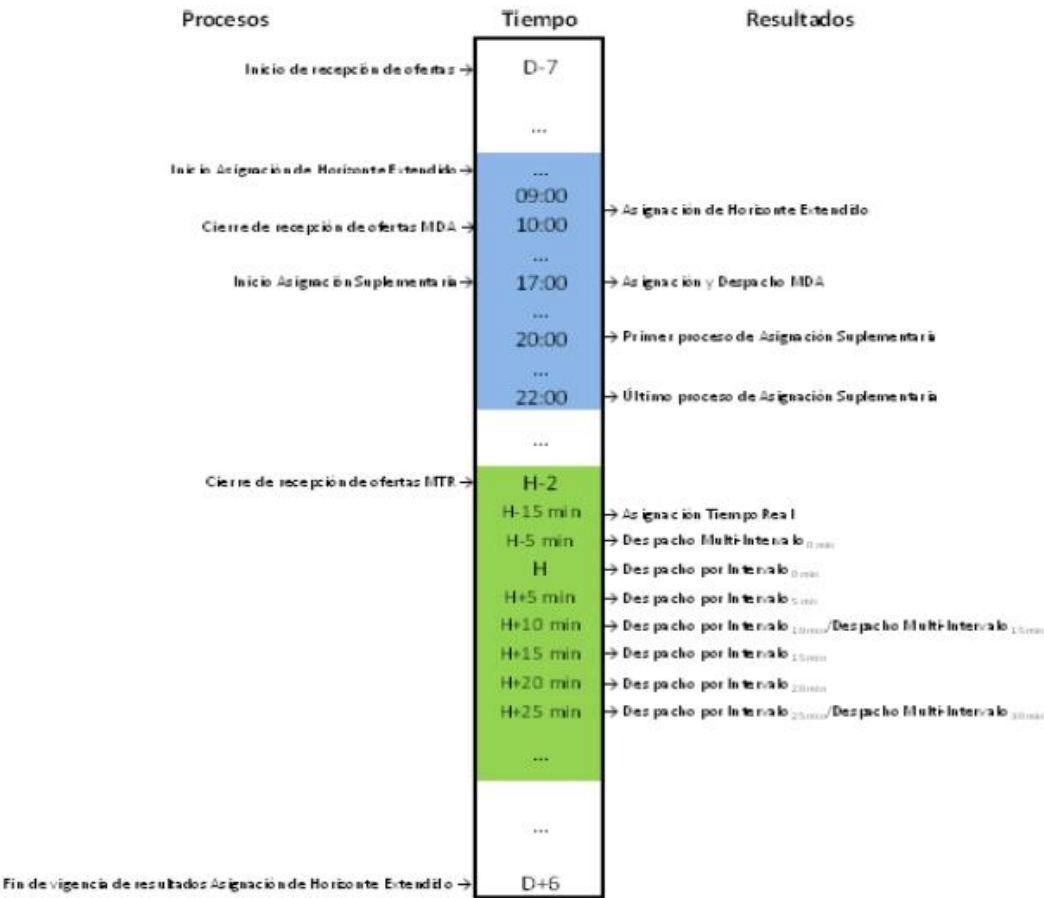


Figura 5: Cronograma del mercado de corto plazo [15]

Una vez que se cierre el mercado del día en adelante, el CENACE llevará a cabo la asignación suplementaria de unidades de central eléctrica para confiabilidad, en la que se utilizará el modelo AU-GC. Este modelo utiliza la misma función objetivo que se utiliza en el mercado del día en adelante tomando en cuenta los pronósticos de demanda preparados por el CENACE en lugar de ofertas de compra de las entidades responsables de carga, el programa fijo de importaciones y exportaciones, así como los cambios en la disponibilidad de unidades de central eléctrica, entre otros.

El CENACE realizará la primera asignación suplementaria de unidades de central eléctrica para confiabilidad inmediatamente después de la emisión de los resultados del MDA, y realizará corridas adicionales ante cambios relevantes en los pronósticos de demanda, la disponibilidad de generación, o la disponibilidad de la red nacional de transmisión.

Como resultado de la asignación suplementaria de unidades de central eléctrica para confiabilidad, el CENACE emitirá instrucciones de arranque adicionales a las emitidas durante el MDA, en el entendido que la energía y servicios conexos que resulten de la misma serán liquidados a precios del mercado de tiempo real.

Las unidades de central eléctrica asignadas como resultado del modelo AU-GC también serán elegibles para recibir pagos de garantía de suficiencia de ingresos, siempre y cuando la diferencia entre los costos de operación del MDA y el mercado de tiempo real, y los ingresos por ventas en el mercado de tiempo real sea positiva. En este caso la garantía de suficiencia de ingresos sólo se calculará una vez por día y por unidad de central eléctrica aunque esta haya recibido más de una instrucción como se indica en [\[15\]](#).

### **3.3.1.1 ¿Qué son los servicios conexos?**

Según la LIE, los servicios conexos se definen como los servicios vinculados a la operación del sistema eléctrico nacional y que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad.

Dentro de los servicios conexos comercializados en el MEM se pueden incluir principalmente las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros.

Las bases del mercado establecen que el CENACE es el organismo que deberá calcular los requerimientos totales de los servicios conexos, tomando en cuenta: el riesgo de disparos de centrales eléctricas, las salidas no planeadas de la transmisión y la variabilidad y los errores de pronósticos de la generación intermitente y de la carga. Como resultado, se obtienen entre otros, los precios marginales de cada servicio conexo (reserva) que se encuentra clasificado en la tabla 1, para cada zona de reserva.

Tipo de reserva requerida (restricción de optimización)	Productos ofertados a la venta que pueden cumplir este requisito	Concepto utilizado en Liquidaciones
Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia</li> </ul>	Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia
Reservas Rodantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia</li> <li>Reservas Rodantes de 10 minutos</li> </ul>	Reservas Rodantes de 10 minutos
Reservas Operativas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia</li> <li>Reservas Rodantes de 10 minutos</li> <li>Reservas No Rodantes de 10 minutos</li> </ul>	Reservas No Rodantes de 10 minutos
Reservas Suplementarias	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia</li> <li>Reservas Rodantes de 10 minutos</li> <li>Reservas No Rodantes de 10 minutos</li> <li>Reservas Rodantes Suplementarias</li> <li>Reservas No Rodantes Suplementarias</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reservas Rodantes Suplementarias</li> <li>Reservas No Rodantes Suplementarias</li> </ul>

Tabla 1: Servicios conexos incluidos en el mercado [15]

### 3.3.2 Mercado en tiempo real (MTR)

Aunque el inicio del mercado de tiempo real estaba previsto para principios de 2016, no fue hasta 2017 cuando comenzó a operar con normalidad. El objetivo del mercado de tiempo real es ajustar las diferencias entre las transacciones realizadas en el mercado del día en adelante y las condiciones del mercado en tiempo real. Sólo se permitirá ajustar las ofertas de venta por diferencias que resulten de cambios en las capacidades disponibles de generación y de las capacidades para el suministro de los servicios conexos.

Las ofertas de venta deberán entregarse 2 horas antes del inicio de la hora de operación. Por ejemplo, las ofertas para la energía que será generada en la hora 11, deberán ser entregadas antes de las 08:00 horas.

Como se indica en [15], el proceso de despacho en tiempo real consta de cuatro ciclos:

**El primer ciclo;** para las condiciones de operación existentes treinta minutos antes de cada hora, se actualiza el programa de arranques, paros y cambios de configuración de las unidades de central eléctrica para la hora de operación dividida en intervalos de quince minutos, utilizando el AU-TR. Al terminar los cálculos, se emiten las instrucciones de arranque, paro y cambios de configuración que se deban llevar a cabo durante los cuatro intervalos de la hora de operación.

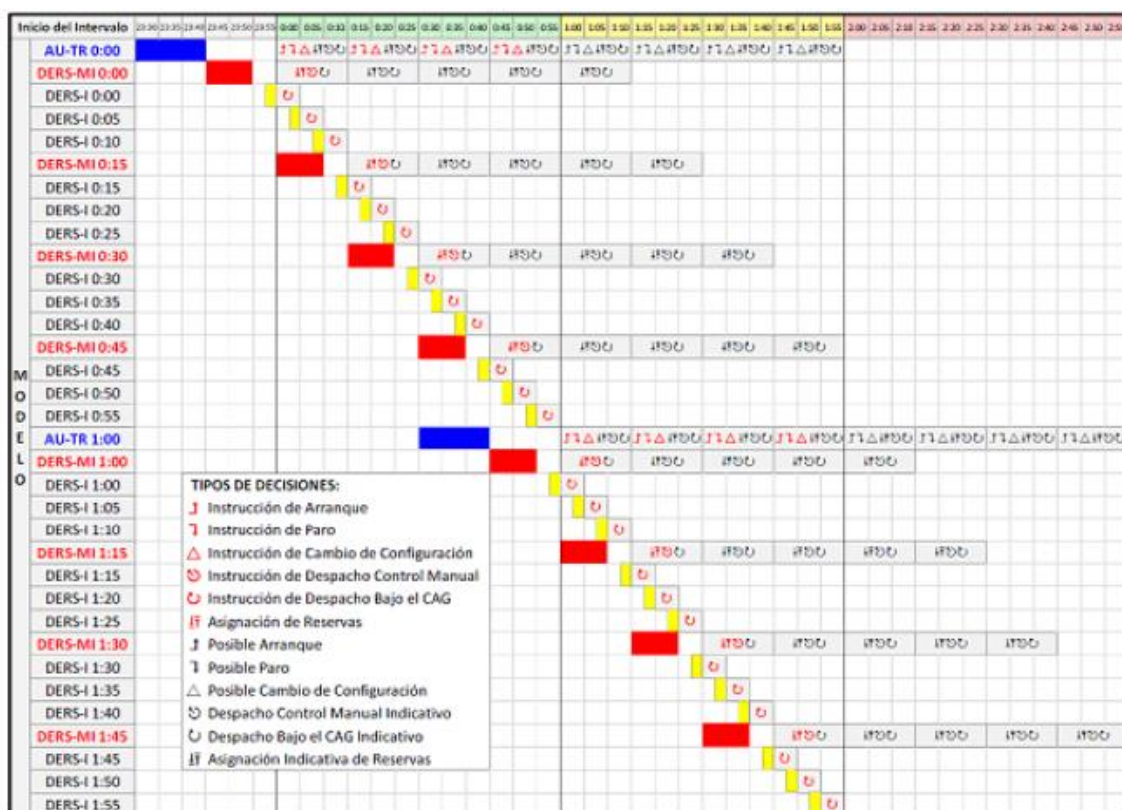
**El segundo ciclo;** para las condiciones de operación existentes quince minutos antes de cada intervalo de despacho determinado en el primer ciclo, se calculan los precios marginales locales de cada nodoP y se deciden los puntos base de despacho económico durante dicho intervalo de despacho utilizando el DERS-MI. Dicho despacho considera



tanto la energía eléctrica como los servicios conexos. Las instrucciones respectivas se emiten cinco minutos antes del inicio de cada intervalo.

**El tercer ciclo;** con base en las condiciones de generación y demanda existentes cinco minutos antes de cada intervalo de cinco minutos, se determinan los puntos base de despacho económico y los factores de participación económicos utilizando el DERS-I.

**El cuarto ciclo;** se refiere al propio CAG centralizado que cada cuatro segundos emite señales de control del nivel de generación para las unidades eléctricas correspondientes.



Gráfica 3: Secuencia de ejecución de modelos para el MTR [15]

### 3.3.3 Mercado para el balance de potencia

El objeto del mercado para el balance de potencia consiste en facilitar a los participantes del mismo tanto la compra como la venta de potencia y establecer el precio que tendrá la misma en ese mercado. La Potencia es un producto comercial que se ofrece por las centrales eléctricas o los recursos de demanda controlables en función de la capacidad que hayan puesto a disposición del sistema y, que las entidades responsables de carga tienen la obligación de adquirir en función de la cantidad de potencia (capacidad) que hayan demandado del sistema para el consumo de energía eléctrica en los centros de carga que hayan representado en el mercado durante ese mismo año.



El Mercado para el Balance de Potencia es un mercado que solo se realiza una vez al año y es operado para cada sistema interconectado considerando 3 etapas: Una etapa de preparación, una etapa de realización o cierre y una etapa de liquidación como se indica más detalladamente en [17].

**La preparación** tomará alrededor de un mes y en ella se calculará para cada participante del mercado la potencia anual acreditada y el requisito anual de potencia, y se hará del conocimiento de todos los participantes la estimación de las curva de oferta y de demanda y el precio máximo de potencia, a fin de que los participantes puedan realizar y registrar las transacciones bilaterales de potencia que convenga a sus intereses y, en su caso, puedan asegurarse de que su monto garantizado de pago sea el suficiente para respaldar las ofertas de compra que se encuentren obligados a realizar a través del mercado para el balance de potencia en su etapa de cierre o realización.

**El cierre o realización del mercado** para el balance de potencia para se lleva a cabo en un solo día o en un periodo que no podrá exceder de tres días consecutivos, de forma que dicho mercado se opere en un día para cada uno de los tres sistemas interconectados que comprenden el SEN. En esta etapa, el CENACE calculará para cada participante la potencia obligatoria a adquirir, la oferta de compra de potencia, la oferta de venta y el monto garantizado de pago que se deberá cubrir.

**La liquidación** se llevará a cabo una vez que el CENACE haya notificado a los participantes el precio neto y la cantidad de potencia que hayan vendido o adquirido a través del mercado, a fin de que puedan realizarse los cargos y abonos correspondientes, emitirse los estados de cuenta y las facturas correspondientes, y gestionarse y realizarse los pagos.

La potencia anual acreditada de un participante del mercado podrá ser utilizada por ese participante para cumplir con sus requisitos de potencia para esa zona de potencia en ese año y para comercializarla a través de transacciones bilaterales o a través del mercado para el balance de potencia a fin de que otros participantes puedan cumplir con sus requisitos de potencia.

Para cada zona de potencia, el CENACE identificará la cantidad de potencia (capacidad) que cada Recurso haya ofertado en las cien horas del año en las que el sistema de que se trate tuvo mayor necesidad de dicha potencia. A esas cien horas se les conocerá como las horas críticas.

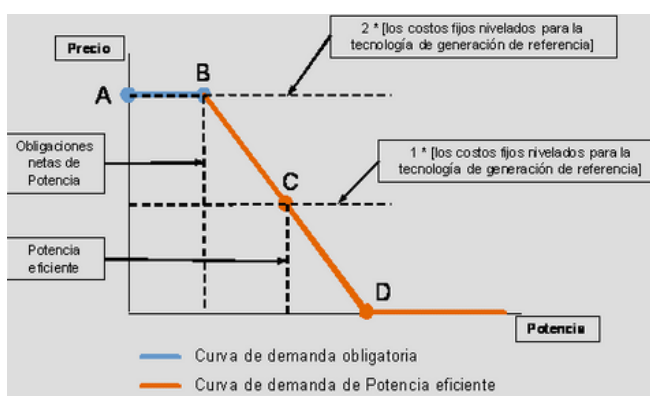


Figura 6: Curva de demanda de potencia [17]

Como se detalla en [18], para cada zona de potencia existe una determinada cantidad de potencia que cada entidad de carga tendrá la obligación de adquirir para ese año en función de la capacidad demandada y la reserva de planeación mínima (RPM).

### 3.3.4 Mercado de certificados de energía limpia

La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) [19] estableció el objetivo de alcanzar el 35% de generación eléctrica mediante fuentes no fósiles a 2024 [20]. Con la reforma constitucional se dio un paso más al asignar la obligación del uso de energías limpias a los participantes de la industria eléctrica y de la reducción de emisiones contaminantes. La LIE define como energía limpia a un amplio número de fuentes: viento, radiación solar, energía oceánica, calor de yacimientos geotérmicos, bioenergéticas, cogeneración eficiente, entre otros.

La LIE también establece que la SENER establecerá las obligaciones para adquirir Certificados de Energías Limpias (CELs) e implementará los demás mecanismos que se requieran para dar cumplimiento a la política en esta materia a partir de 2018. Además, establece que la CRE será la encargada de otorgar los CELs a los generadores en función de su capacidad de generación y de sus características, es decir, los generadores renovables puros como los hidroeléctricos, los eólicos, las geotérmicas y los solares adquirirán 1 CEL por cada MWh generado en cambio, los generadores de energías no renovables como los nucleoelectrónicos, la bioenergía y los de cogeneración eficiente sólo adquirirán un % de CELs por cada MWh [11]. Una vez hayan adquirido estos CELs, los generadores tendrán la capacidad de vender estos CELs a suministradores, usuarios calificados participantes del mercado y usuarios finales que se suministren por el abasto aislado ya que estos estarán, a partir de 2018, obligados a adquirir como mínimo del 5% del total de la energía consumida de fuentes de energías limpias. No cumplir estas obligaciones podría ocasionar multas de entre seis y 50 salarios mínimos por MWh faltante de energía limpia.

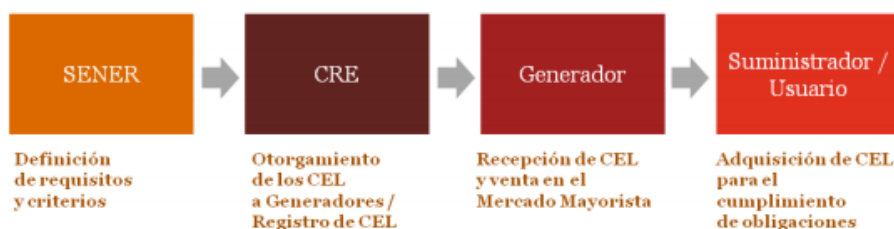


Figura 7: Principales participantes en el mercado de los CEL. [8]

### 3.3.5 Subastas de derechos financieros de transmisión

Los Derechos Financieros de Transmisión (DFTs) otorgan el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia entre los precios marginales locales (PML) de inyección y retiro en caso de que la generación y el consumo se encuentren en diferentes nodos.

Como se explica más acuradamente en [21], sin DFTs cuando un generador y un consumidor llegan a un acuerdo comercial, cada uno buscaría establecer la cobertura en su nodo para eliminar el riesgo del costo de transmisión (i.e. congestión y pérdidas componentes del PML). Los DFTs dan la cobertura necesaria para eliminar este riesgo, independientemente del nodo establecido en el contrato. Son títulos de crédito para pagos financieros y no otorgan derecho

físico a usar la red. Las diferencias de congestión en la red también deberán integrarse en el contrato de cobertura a través de los DFTs.

La implementación de las subastas de derechos financieros de transmisión se realiza en dos etapas:

**3.3.5.1 Primera etapa o subasta anual de derechos financieros de transmisión con plazo de un año:**

El proceso de la Subasta anual de DFTs con plazo de un año se lleva a cabo una vez por año, típicamente en octubre y noviembre y se realiza por separado cada uno de los tres sistemas eléctricos. La subasta incluye sólo derechos financieros de transmisión con plazo de un año, que inician el 1 de enero y terminan el 31 de diciembre del año siguiente a la realización de dicha subasta.

Esta subasta se divide en cuatro períodos que corresponden a cuatro temporadas (enero-marzo, abril-junio, julio-septiembre y octubre-diciembre) además cada uno de estos períodos se divide en seis bloques horarios, por lo que el modelado de la subasta tiene una dimensión de veinticuatro intervalos; un intervalo para cada uno de los seis bloques horarios en cada uno de los cuatro periodos, de temporadas trimestrales.

La subasta concluye con un precio de equilibrio para cada bloque horario, plazo y par de nodosP de origen y de destino válidos. Este precio se calcula como el precio plazo nodal de la subasta de DFT en el nodoP de destino (promedio simple del precio sombra nodal de cada bloque y período en concreto) menos el precio plazo nodal de la subasta de DFT en el nodoP de origen.

Para los nodosP agregados, distribuidos o ejes de intercambio, el precio sombra nodal es la suma ponderada de los precios sombra nodales en los nodosP subyacentes.



Figura 8: Resultado de la subasta de DFTs para el bloque horario 9-12. [21]

### 3.3.5.2 Segunda etapa o características avanzadas de subastas de derechos financieros de transmisión:

En la segunda etapa, las subastas de DFT podrán incluir una o más características avanzadas. El CENACE implementará, en la segunda etapa, la misma subasta anual para los DFT de un año junto con tres subastas mensuales para DFT con plazo de un mes y una subasta anual de DFT con plazo de hasta tres años.

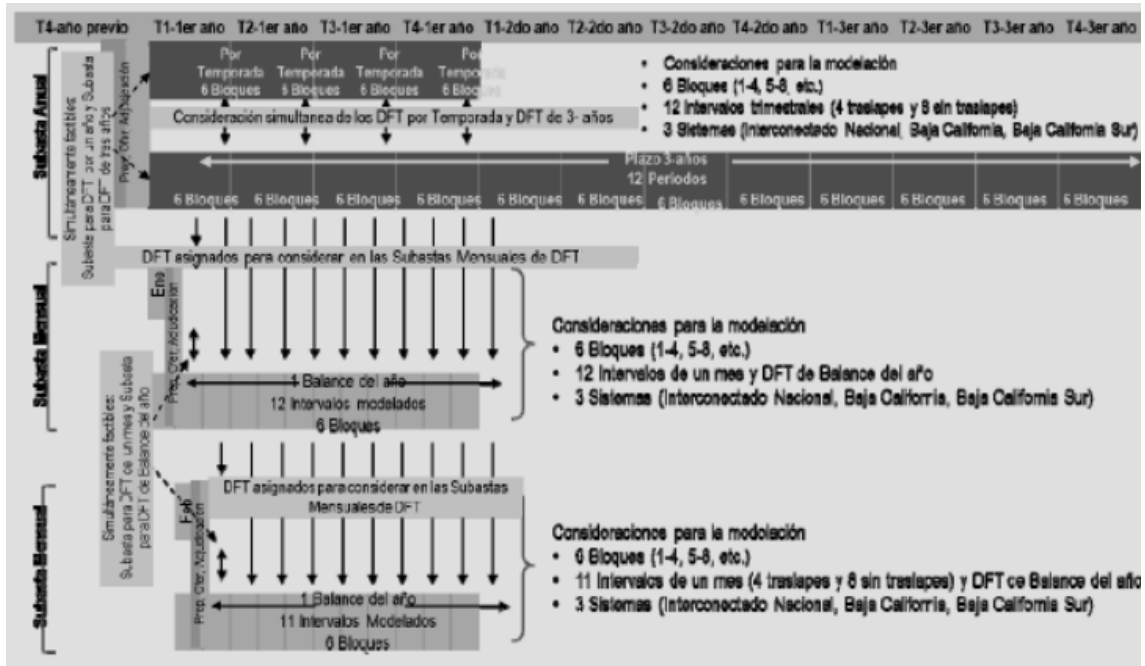


Figura 9: Estructura de todas las subastas de DFTs para la segunda fase. [21]

### 3.3.5.3 ¿Cuáles son los tipos de nodos?

Como se explica en [22], existen tres tipos de nodos elementales para modelar las operaciones: nodoC de conectividad, nodoF de facturación o punto de interconexión y nodoP de precio.

**Los nodos de conectividad (nodoC):** componen el modelo de red física y representan las secciones que conectan los interruptores y cuchillas con los elementos de la red (generadores, transformadores, líneas de transmisión, reactores, capacitores y compensadores estáticos de potencia reactiva) o con otras barras físicas. En un mismo nodoC puede conectarse más de un equipo diferente.

**Los nodos de facturación (nodoF):** representan el punto físico de interconexión de cada central eléctrica de generación y centro de carga al SEN. Se requiere de la instalación de esquemas de medición conforme a los requerimientos del CENACE para conectarse a un nodoF.

**Los nodos de fijación de precios (nodoP):** es un solo nodoC o un conjunto de nodosC en donde se modela una inyección o un retiro físico y para el cual un precio marginal local es utilizado para liquidaciones financieras en el MEM. El nodoP elemental corresponde a un bus de red específico en el modelo comercial del mercado.

Además también podemos encontrar dos clasificaciones más de nodosP; los nodosP agregado y los nodosP distribuidos

**Los nodosP agregados:** son vectores de factores de ponderación (que suman a 1), que puede ser multiplicado por una cantidad, con el propósito de representar la distribución media ponderada de inyecciones o retiros entre diferentes nodosP elementales a partir de una instalación directamente modelada (por ejemplo, para representar la mezcla de las inyecciones de diferentes unidades de una central de ciclo combinado).

**Los nodosP distribuidos:** son vectores de factores de ponderación (que suman a 1), que puede ser multiplicado por una cantidad con el propósito de representar la distribución media ponderada de inyecciones o retiros entre diferentes nodosP elementales a partir de instalaciones indirectamente modeladas (por ejemplo, para representar la mezcla de puntos de retiro utilizados por los centros de carga indirectamente modelados en una zona).

### 3.3.6 Subasta de medio y largo plazo

#### 3.3.6.1 Subasta de medio plazo

Las subastas a medio plazo permiten a cualquier participante del mercado comprar o vender productos como energía y potencia, con objeto de permitir a todos ellos y en especial a los suministradores de servicios básicos celebrar contratos de cobertura eléctrica en forma competitiva pero en condiciones más prudentes que el mercado del día en adelante. Por ejemplo; permite a los generadores presentar ofertas de venta de energía para eliminar posibles fluctuaciones de los precios de estos productos a corto plazo y/o vender productos de potencia que no tengan comprometidos.

Según [23], las subastas a medio plazo se realizan como mínimo una vez al año y son convocadas por el CENACE. La CRE es la encargada de establecer unos precios tope para las ofertas de compra de los suministradores de servicios básicos, en cambio, el resto de participantes podrán hacer ofertas de compra o venta de las cantidades y los precios que a ellos les parezcan oportunos en función de sus estrategias comerciales. Todas las obligaciones resultantes de la subasta tienen una duración máxima de 3 años, contados a partir de la fecha de inicio de la entrega de la subasta.

Los pagos son realizados por el comprador directamente al vendedor por el monto correspondiente a cada producto comprado, al precio pactado en la subasta. Una vez se

establezca la cámara de compensación, el comprador pagará a la cámara el monto correspondiente a cada producto comprado, al precio pactado en la subasta. La cámara de compensación pagará a cada vendedor la cantidad de producto vendido, al precio pactado en la subasta.

### **3.3.6.2 Subasta de largo plazo**

Las Subastas a largo plazo todo parecerse mucho a las subastas de medio plazo se diferencian de ellas por el hecho en que los participantes podrán comprar y vender potencia, energía eléctrica acumulable y CELs para así cubrir a través de contratos de largo plazo las necesidades de cada participante.

También permite a las entidades responsables de carga, según [24], participar en ellas cuando así lo decidan y una vez que se establezca la cámara de compensación, a fin de celebrar contratos para cantidades de productos en proporción a lo requerido y finalmente permite a quienes celebren esos contratos, en calidad de vendedores, contar con una fuente estable de pagos que contribuya a apoyar el financiamiento de las inversiones eficientes a largo plazo requeridas para desarrollar nuevas centrales eléctricas o para repotenciar las existentes.

Las subastas a largo plazo también se realizan como mínimo una vez al año y son convocadas por el CENACE. Las obligaciones de entrega de potencia o energía eléctrica acumulable resultantes de la subasta tienen una duración máxima de 15 años, contados a partir de la fecha de inicio de la entrega de la subasta, y las obligaciones de entregar CELs tienen una duración de 20 años, contados a partir de la fecha de operación comercial ofertada.

## **4. PATRONES DE LOS PRECIOS MARGINALES LOCALES**

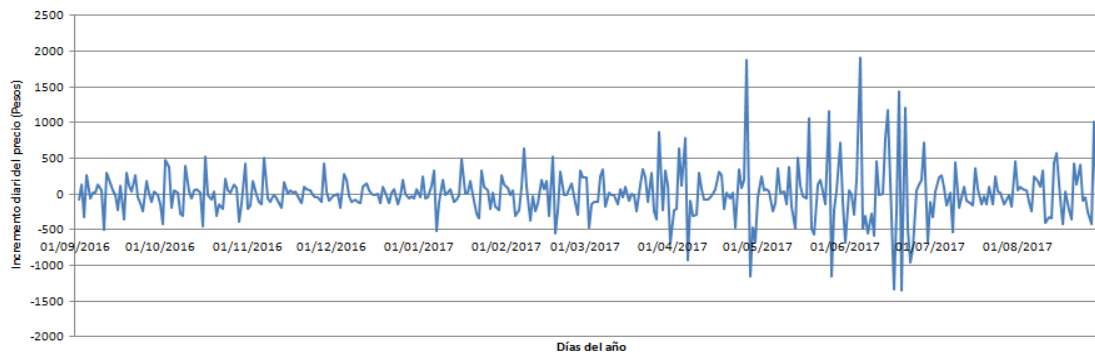
Según [25], durante 2016 el rango de los precios marginales locales (PML) en el MDA fue de -1388,54 pesos por MWh a 6855 pesos por MWh, presentando poca variabilidad ya que aproximadamente el 90% de los precios horarios se concentraron entre 1000 pesos por MWh y 1500 pesos por MWh y se presentaron únicamente 20 observaciones de PML negativos. Respecto al análisis de los determinantes de los PML, se identificaron diversos factores que pueden impactar en el aumento o la disminución de los precios de energía eléctrica. Dentro de estos factores se puede encontrar factores como la demanda de energía eléctrica, los precios y la disponibilidad de los combustibles y la saturación de enlaces de entre muchos otros. A continuación se analizan concretamente todos los factores que influyen en el precio así como los patrones que siguen estos factores y el precio en si mismo.

### **4.1 Saltos en el MEM**

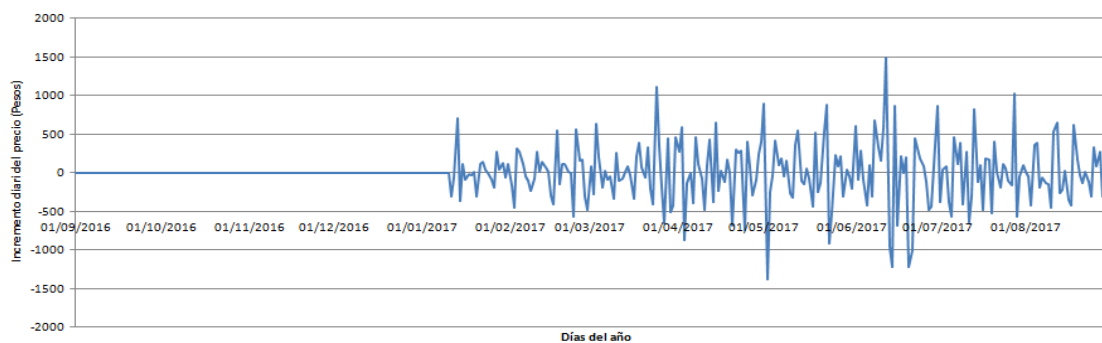
El hecho más fácilmente identificable en el comportamiento de los precios de la electricidad es que están sujetos a saltos, es decir, a variaciones repentinas anormalmente altas [26]. Los picos se forman cuando poco después de un salto súbito en el precio, éste recupera de

repente su promedio. Se han registrado muchos episodios de precios extremadamente altos en el MEM de México; y también algunos otros precios extraordinariamente bajos, llegando incluso a ser negativos en 20 ocasiones durante el transcurso del año 2016. El artículo [27] explica el caso de los precios negativos en California durante la crisis del 2000, a que se deben estos precios negativos y por qué se forman.

Si observamos las graficas 4 y 5, se puede observar que en el MEM los saltos en los precios del MDA y del MTR siguen un patrón temporal, es decir, son más frecuentes y de mayor magnitud en verano (junio, julio y agosto) que en la temporada de invierno.



Gráfica 4: Incremento diario del precio marginal local en el MDA. Elaboración propia

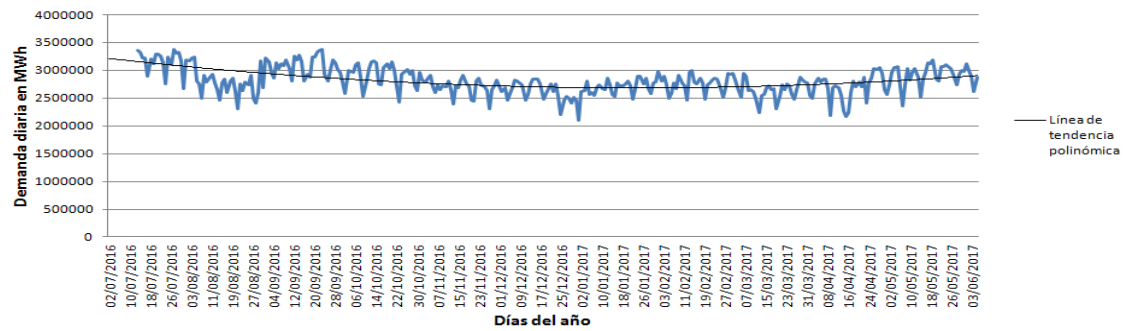


Gráfica 5: Incremento diario del precio marginal local en el MTR. Elaboración propia

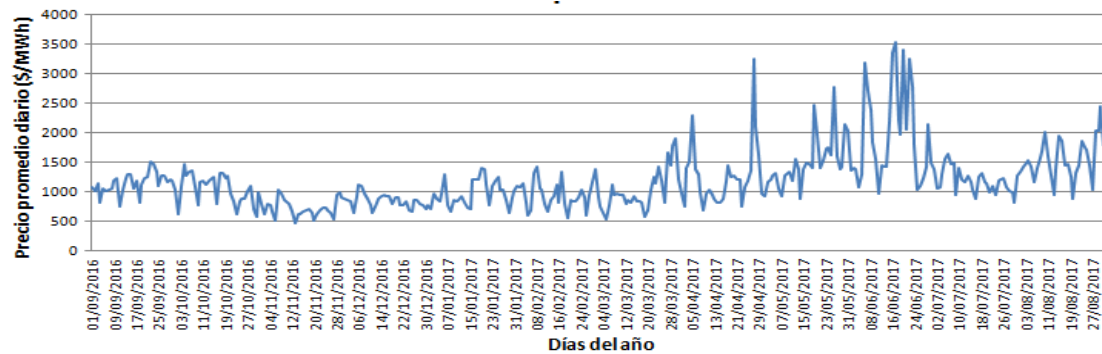
## 4.2 Patrones temporales

Así como se ha podido observar en el apartado anterior, los patrones temporales son una característica muy importante de la serie de precios y de otras variables que influyen en ellos. Los precios muestran fluctuaciones periódicas en varias frecuencias y escalas junto con los "efectos de calendario" (vacaciones). En primer lugar los precios de la electricidad muestran, como se puede observar en las gráficas 6 y 7, que sufren una fuerte fluctuación dependiendo del calendario, es decir en los meses más calurosos donde existe más demanda, el precio tiende a aumentar y por el contrario en los meses más fríos y con menos demanda tiende a disminuir.



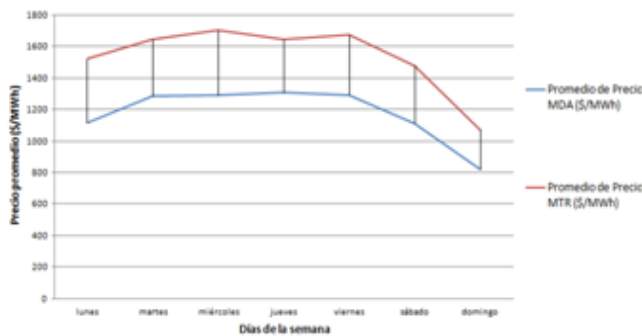


Gráfica 6: Promedio diario de la demanda en el MDA

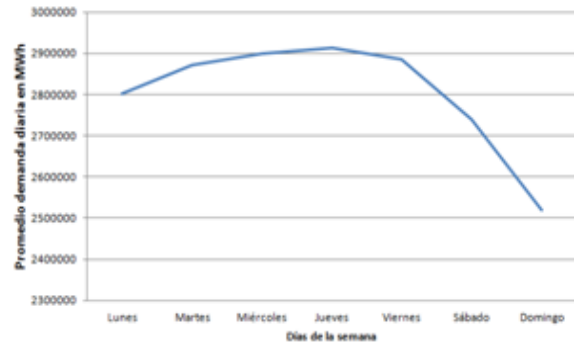


Gráfica 7: Promedio diario de los PML en el MDA

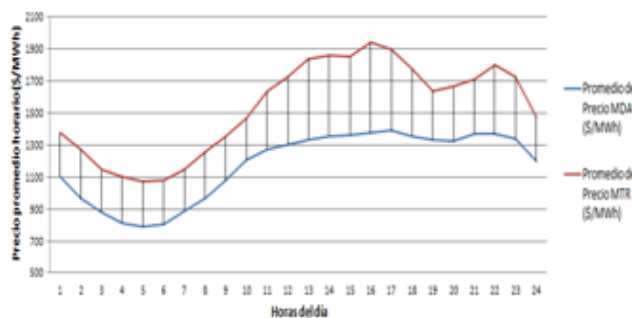
A una escala temporal más pequeña, existe una fuerte evidencia de la existencia de un patrón diario y semanal ya que existe una gran diferencia entre los precios promedio en horas pico y base. Además en el artículo [28] se analiza la evidencia del caso español (muy parecido al mexicano) de precios promedios iguales para los días de lunes a viernes y una fuerte disminución, en el precio promedio, durante el fin de semana, especialmente el domingo.



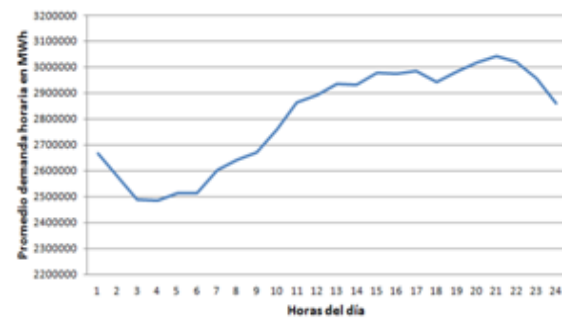
Gráfica 8: Promedio de los precios durante la semana del MDA y MTR



Gráfica 9: Promedio de la demanda en MDA durante la semana



Gráfica 10: Promedio horario de los precios del MDA y MTR



Gráfica 11: Promedio horario de la demanda horaria en MDA



También se puede observar que la fluctuación de los precios durante el día y la semana está completamente relacionado con la demanda. Es decir, entre semana cuando la demanda se mantiene constante, el precio en el MDA no fluctúa mucho, en cambio en fin de semana el precio disminuye drásticamente [29].

### 4.3 Patrones locales

A consecuencia del gran tamaño de México, existen patrones locales para los precios del MDA. Aunque el precio proveniente de la componente de energía es prácticamente igual para todos los nodosP del Sistema Interconectado Nacional (SIN), las componentes de pérdidas y de congestión hacen que el precio siga unos patrones locales, es decir hay partes de la red mexicana donde es más propensa a congestionarse o donde se centralizan más pérdidas y por lo tanto el precio de la componente de congestión y pérdidas aumenta o lugares donde las líneas no están tan cargadas cosa que permite precios más bajos e incluso componentes de congestión y/o de pérdidas negativos. Además se ha identificado a la saturación de enlaces como el determinante más importante de los PML, ya que cuando la solución del modelo del MDA no permite cumplir con los requerimientos de energía de una gerencia de control regional se deben realizar cortes de energía provocando, en algunos casos, componentes de congestión más altos que el componente de energía [25].

Durante el año 2016, ha habido un total de 308 congestiones repartidas en todo el SEN pero con más influencia en la península de Yucatán donde, como se puede ver en la figura 10 ha mantenido un promedio de más de 50 pesos/MWh.



Figura 10: Precios promedio de la componente de congestión. Elaboración propia

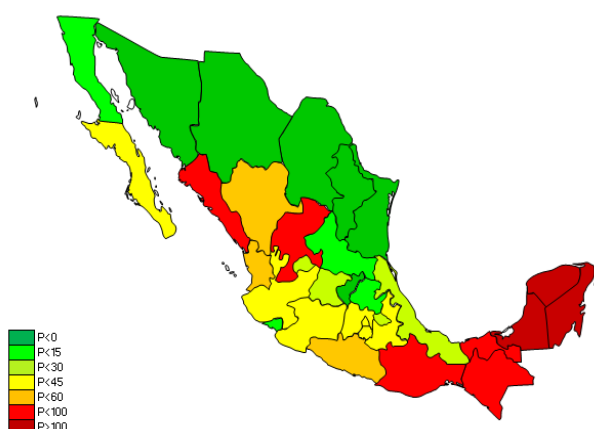


Figura 11: Precios promedio de la componente de pérdidas. Elaboración propia

En la figura 11 también se puede observar que la componente de pérdidas de los precios en el MDA ha mantenido, en el último año, una tendencia local, con precios promedio negativos en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila, Chihuahua y Sonora y con precios promedio superiores a los 100 pesos por MWh en estados como Quintana Roo, Yucatán y Campeche.

Finalmente, se puede llegar a la conclusión que la focalización de los precios altos de las componentes de congestión y pérdida hacen que los precios del MDA no sean igual para cada uno de los estados que forman el SIN. Tampoco son iguales para los sistemas de BCA y BCS. En la figura 12 se puede observar que los PML promedio mínimos de todo México se encuentran en el sistema de BCA con un valor de los PML promedio anual inferior a los 800 pesos por MWh, y los PML promedio máximo se encuentran en el sistema de BCS superando los 2200 pesos por MWh (más del triple que en el sistema BCA). Dentro del SIN los estados de la península de Yucatán sufren los precios más altos (1443,7 pesos por MWh) debido a, como se ha comentado anteriormente, que esos estados se encuentran más frecuentemente congestionados y sufren de altas componentes de pérdidas.



Figura 12: Promedio de los PMLs en el MDA. Elaboración propia

A parte de todos los patrones que siguen los PMLs del MEM en México, también existen muchos factores o variables que influyen sobre ellos y que afectan significativamente al precio final que deben pagar los consumidores. Estos factores pueden agruparse en muchas categorías pero principalmente se pueden separar en factores o variables controlables/estudiables que siguen también una correlación temporal (congestiones de la red, precio de materias prima, tasa de cambio de la moneda etc..) pero en otros casos son completamente incontrolables ya sea por ejemplo el caso de la producción eólica o la producción solar, que dependen exclusivamente de que tanto viento o radiación solar se dé en el día concreto en el lugar de la central eléctrica.

Más adelante se realizará un estudio para ver, más detalladamente, en qué medida afectan estas otras variables al precio final de los PMLs y como se puede hacer un pronóstico de los mismos.

## 5. SERIES TEMPORALES EN EL CÁLCULO DE LOS PMLs del MDA

Como se ha podido observar en el apartado anterior, el PML del MDA sigue una correlación temporal a diferentes escalas, y por lo tanto se puede hacer un análisis basado en series temporales. Para el análisis de las series temporales, se utilizan diferentes métodos que permiten extraer información representativa sobre las relaciones que existen entre las variables de la serie. Las series permiten extrapolar o interpolar los datos y así predecir el comportamiento de la misma en momentos futuros aún no observados, (extrapolación y/o pronóstico). Uno de los usos más comunes de las series de datos temporales es su análisis para la predicción y previsión. Esto se hace, por ejemplo, con datos meteorológicos, acciones en la bolsa de valores o series de datos demográficos. La previsión de series de tiempo consiste básicamente en estimar lo desconocido buscando parámetros para formar un modelo apropiado utilizar estas estimaciones, para obtener un pronóstico. Existen muchas técnicas de pronóstico disponibles ya diseñadas para explotar la dependencia de las variables con respecto a la variable elegida pero este estudio se enfocara únicamente al modelo autorregresivo del promedio móvil integrado (ARIMA), y se usará para analizar nuestra serie temporal. A continuación, se explicarán los conceptos principales del modelo ARMA/ARIMA, así como las diferentes técnicas para verificar si el modelo elegido se ajusta adecuadamente a la serie de tiempo.

### 5.1 Modelos estadísticos (ARMA, ARIMA)

El objetivo de esta sección es presentar los conceptos principales de las series de ARMA/ARIMA desde un punto de vista teórico, sin entrar en detalles en las ecuaciones ni en el desarrollo matemático, ya que este estudio se centra en determinar los factores que influyen en el precio de la electricidad en el mercado MDA en México y realizar un modelo que los determine lo más acuradamente posible. La mayor parte de la información contenido en esta sección ha sido compilada a partir de los siguientes libros: *Econometría de las series de tiempo aplicada* [30], *Introducción a las series de tiempo y previsiones* [31], *Análisis de series temporales* [32], *Análisis de las series de tiempo y previsiones* [33]. Antes de profundizar en el mundo de las series de tiempo, es necesario explicar en qué consisten y que son los procesos estocásticos.

Un proceso estocástico es una sucesión de variables aleatorias ubicadas en el espacio temporal. Los posibles valores que pueden tomar las variables aleatorias son llamados estados y pueden ser de carácter discreto o continuo.

A sí mismo, la variable tiempo también puede ser discreta o tipo continua. El hecho de que la variable tiempo sea discreta implica que el cambio de valor de las variables aleatorias se da cada cierto espacio de tiempo y este puede expresarse en segundos, minutos, horas, días, semanas, años etc. Por lo contrario, en el caso en que la variable tiempo sea continua, implica una continua y/o repentina modificación de las variables aleatorias.

En la tabla 2 se muestran las cuatro posibles combinaciones en función de la naturaleza de las variables.

	<i>t Discreta</i>	<i>t Continua</i>
<i>X Discreta</i>	$X_t$ =Cantidad de enlaces congestionados en un mes.	$X_t$ =Número de UCE participantes del mercado hasta el instante t.
<i>X Continua</i>	$X_t$ =MWh generados en un mes.	$X_t$ =MWh demandados hasta el instante t.

Tabla 2: Ejemplo de las 4 posibles combinaciones de los procesos estocásticos. Elaboración propia

En el caso de este documento, como los precios que se analizan son los precios promedio diarios del MDA, se puede suponer que la variable tiempo es discreta. Por otro lado, el estado de la variable precio es, por naturaleza, continuo.

Como se mencionó anteriormente, una serie de tiempo es una realización parcial de un proceso estocástico, es una colección de observaciones de datos bien definidos obtenidos a través de mediciones repetidas en el tiempo. Los datos recopilados irregularmente o solo una vez no son series temporales. En su forma más general se puede definir como una ecuación diferencial que expresa el valor de una variable en función de sus propios anteriores valores, el tiempo y otras variables.

### 5.1.1 Partes principales del modelo ARMA

A continuación, se explicarán resumidamente los conceptos y/o partes principales del modelo ARIMA (más detallado en [32], [33], [34]), así como las diferentes técnicas para verificar si el modelo elegido se ajusta adecuadamente a la serie de tiempo.

**Modelo auto regresivo (AR):** Los modelos auto regresivos (AR) son modelos aquellos en los que el valor de una variable en tiempo t está relacionado con sus valores en tiempos anteriores.

$AR(p)$ :  $y_t = \mu + \sum_{i=1}^p \alpha_i * y_{t-i} + \varepsilon_t$  donde  $\mu$  es una constante y  $\alpha_p$  es el coeficiente de la variable retrasada en el tiempo t-p.

**Modelo auto regresivo de medias móviles (ARMA):** Los modelos auto regresivo de medias móviles combinan ambos términos , los autor regresivos y los términos de medias móviles, también llamado ARMA (p, q).

$$y_t = \mu + \sum_{i=1}^p \alpha_i * y_{t-i} + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^q \beta_i * \varepsilon_{t-i} \text{ donde, } \varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2)$$

**Modelo auto regresivo integrado de medias móviles (ARIMA):** La diferencia entre los modelos ARMA y ARIMA reside en el comportamiento estacionario del de la serie temporal. Los modelos auto regresivo integrados de medias móviles se deben aplicar cuando la variable  $y_t$  no es estacionaria.

Por lo tanto se pueden determinar dos factores que son obligatorios para poder realizar una un análisis ARMA, la estacionariedad y la invertibilidad.

**Estacionariedad:** Modelar un proceso ARMA requiere estacionariedad. Un proceso estacionario es aquel en que la media y la varianza no cambia con el tiempo, de esta forma el proceso no tiene tendencias. La estacionariedad de una serie temporal puede determinarse tomando "instantáneas" arbitrarias del proceso en diferentes puntos en el tiempo y observando el comportamiento general de la serie temporal. Si exhibe un comportamiento "similar", uno puede suponer que esta no carece de estacionariedad. La estacionalidad puede ser revisada a través de las raíces del polinomio asociado, que se desarrolla a partir de la ecuación:

$$r^p - \alpha_1 * r^{p-1} - \alpha_2 * r^{p-2} - \dots - \alpha_p = 0$$

Si todas las raíces de la ecuación anterior son menores a uno en valor absoluto, entonces la serie temporal es estacionaria.

**Invertibilidad:** La importancia del requisito de invertibilidad es indispensable para realizar un modelo de medias móviles. Al igual que en la condición de estacionariedad la invertibilidad se puede verificar a través de las raíces del un polinomio asociado, en este caso desarrollado a partir de la ecuación:

$$r^q - \beta_1 * r^{q-1} - \beta_2 * r^{q-2} - \dots - \beta_q = 0$$

Si todas las raíces de la ecuación anterior son menores a uno en valor absoluto, entonces la serie temporal es invertible.

## 6 ANALISIS Y RESULTADOS

Como se ha mencionado anteriormente, en este trabajo se ha realizado un estudio de los factores que influyen en el precio juntamente con un estudio de de la serie temporal de los PML en el MDA a partir de un modelo auto regresivo de medias móviles. También mencionar que estos estudios se han realizado con el programa de análisis estadístico R-project.

Primero de todo y antes de empezar con los resultados, en la tabla 3 se detalla las abreviaciones que se han utilizado para cada una de las variables utilizadas en los cálculos.

<b><u>Nombre de la variable</u></b>	<b><u>Que representa</u></b>
<b>PrecioMDA</b>	Precio promedio diario de los PMLs en el MDA
<b>energiaMDA</b>	Componente de energía de los PMLs
<b>congestiónMDA</b>	Componente de congestión de los PMLs
<b>perdidasMDA</b>	Componente de pérdidas de los PMLs
<b>n.congestiones</b>	Número de congestiones que afectan al SEN
<b>costo.congestion</b>	Costo promedio de las congestiones
<b>max.congestion</b>	Precio máximo de las congestiones
<b>Cantidad.directamente.modelada</b>	Cantidad directamente modelada asignada al MDA
<b>Cantidad.indirectamente.modelada</b>	Cantidad indirectamente modelada asignada al MDA
<b>TOTAL.CANTIDAD.MDA</b>	Cantidad asignada en el MDA
<b>DEMANDA.MDA</b>	Pronóstico demanda en el MDA
<b>CIL.Capacidad.ofertada</b>	Capacidad ofertada por UCE de Contratos de Interconexión Legados.
<b>HI. Capacidad.ofertada</b>	Capacidad ofertada por UCE hidráulicas
<b>NP.Capacidad.ofertada</b>	Capacidad ofertada por UCE no programables
<b>RN.Capacidad.ofertada</b>	Capacidad ofertada por UCE renovables
<b>TE.Capacidad.ofertada</b>	Capacidad ofertada por UCE térmicas
<b>CIL.Generación</b>	Energía asignada para UCE de Contratos de Interconexión Legados.
<b>HI. Generación</b>	Energía asignada para UCE hidráulicas.
<b>NP.Generación</b>	Energía asignada para UCE no programables.
<b>RN.Generación</b>	Energía asignada para UCE renovables.
<b>TE.Generación</b>	Energía asignada para UCE térmicas.
<b>Precio.Henry.hub</b>	Precio del gas en el mercado Henry Hub.
<b>PESO/DOLLAR</b>	Tipo de cambio entre pesos y dólares.

Tabla 3: Variables utilizadas en los estudios con R-project. Elaboración propia

## 6.1 Resultados del modelo ARIMA:

Primero de todo se debe comprobar que la serie temporal sea estacionaria y no siga ninguna tendencia, para eso se ha realizado el Dickey Fuller test, y los valores obtenidos han sido los siguientes:

```
Augmented Dickey-Fuller Test
data: PrecioMDA
Dickey-Fuller = -3.8895, Lag order = 7, p-value = 0.01481
alternative hypothesis: stationary
```

Figura 13: Resultados Dickey-Fuller para los PML del MDA. Elaboración propia

La hipótesis es la no-estacionariedad de la serie mientras que la hipótesis alternativa es estacionariedad. Si el p-valor que se obtiene con el test de Dickey Fuller es cercano al cero, se asumirá la hipótesis alternativa y por lo tanto la estacionariedad de la serie temporal. Como se puede observar en la figura 13, el p-valor del test de Dickey Fuller es inferior al 0,05 (5%) y por lo tanto se puede definir con un intervalo de confianza del 95% que la serie temporal de los PMLs del MDA es una serie estacionaria.

Como se ha comentado anteriormente, estos PMLs del MDA están formados por 3 componentes, la de energía, la de congestión y la de pérdidas, es por lo tanto que también es bueno comprobar que estas tres componentes son estacionarias.

```
Augmented Dickey-Fuller Test
data: energiaMDA
Dickey-Fuller = -3.9502, Lag order = 7, p-value = 0.01177
alternative hypothesis: stationary

Augmented Dickey-Fuller Test
data: congestionMDA
Dickey-Fuller = -6.1576, Lag order = 7, p-value = 0.01
alternative hypothesis: stationary

Augmented Dickey-Fuller Test
data: perdidasMDA
Dickey-Fuller = -2.7328, Lag order = 7, p-value = 0.2676
alternative hypothesis: stationary
```

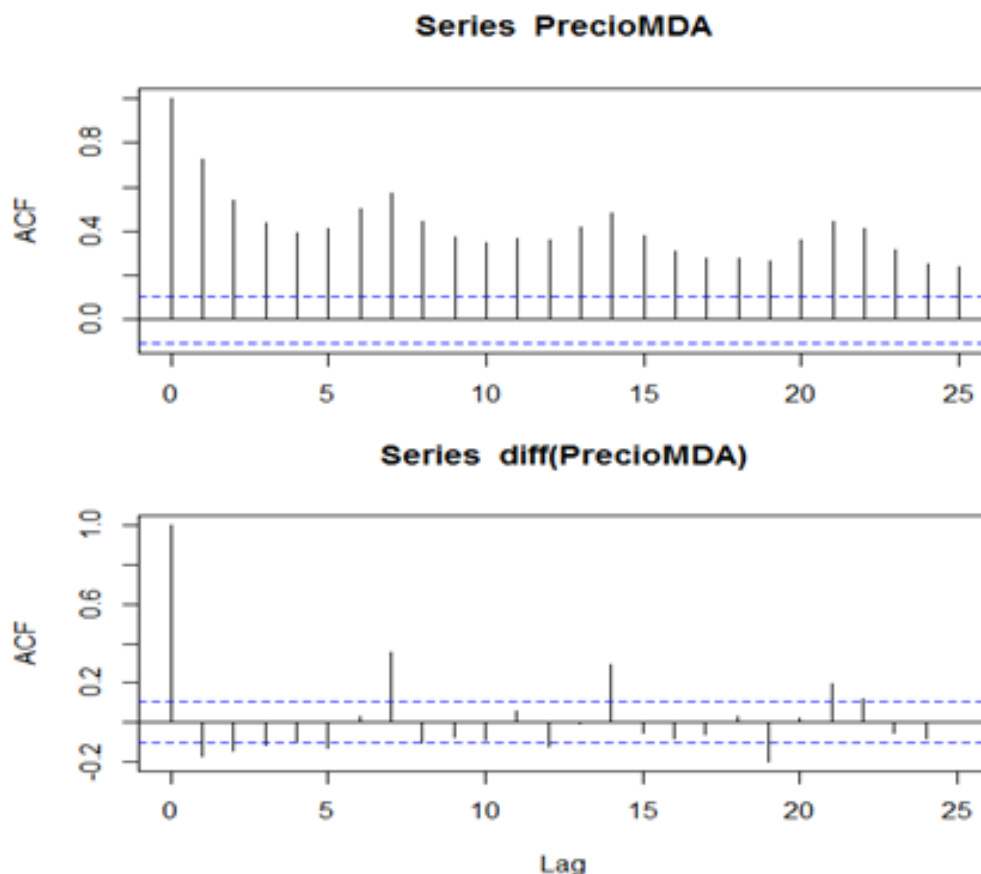
Figura 14: Dickey Fuller test para las series de energía, congestión y pérdidas. Elaboración propia

Observando la figura 14 vemos que la componente de energía (componente con más peso) y la componente de congestión son estacionarias pero que la componente de pérdidas no es estacionaria. Como la componente de pérdidas es la componente con menos fuerza, se asumirá que los precios del MDA siguen una correlación estacionaria según el primer test de Dickey Fuller y que por lo tanto no se debe realizar la parte de integración del modelo ARIMA. Se debe tener mucho cuidado en posibles posteriores estudios, ya que la componente de

perdidas podría hacer, que la serie de los PMLs del MDA no fuese estacionaria, y que por tanto, el estudio a realizar sería ARIMA mediante las diferencias en los precios (integración=1).

Una vez se ha demostrado que la serie es estacionaria, se realiza el modelo ARMA en el programa R-Project. Primero de todo se han estudiado que componentes auto regresivos influyen más significativamente. En el primer gráfico se ha estudiado la relación de los distintos espacios temporales a partir de los precios de la serie de tiempo PrecioMDA y en el segundo gráfico se ha estudiado la relación para la diferencia de estos mismos precios.

En el primer caso, los espacios temporales con más correlación son t-1 y t-2 aunque en t-7 también nos encontramos con un pico de correlación. En el segundo caso queda completamente descartado t-2 y cobran más relevancia los espacios temporales t-1 y t-7. Estos resultados son completamente aceptables ya que como se ha comentado en el punto 4.2 de este mismo estudio, los PMLs del MDA tienen un fuerte patrón semanal y por lo tanto es normal que el precio del día t dependa del precio del día t-1 y del día t-2 pero también de los precios del día t-7.



Gráfica 4: Estudio ACF de los PMLs del MDA y sus diferencias. Elaboración propia



Una vez realizado este estudio ya podemos crear la función `auto.arima()` que determina directamente cuales son las componentes de auto regresividad y de medias móviles con más correlación.

Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

```
Fitting models using approximations to speed things up...

ARIMA(3,0,3) with non-zero mean : 5173.837
ARIMA(0,0,0) with non-zero mean : 5455.179
ARIMA(1,0,0) with non-zero mean : 5190.372
ARIMA(0,0,1) with non-zero mean : 5283.162
ARIMA(0,0,0) with zero mean : 6138.062
ARIMA(2,0,3) with non-zero mean : 5170.631
ARIMA(2,0,2) with non-zero mean : 5170.11
ARIMA(1,0,1) with non-zero mean : 5191.655
ARIMA(2,0,2) with zero mean : Inf
ARIMA(1,0,2) with non-zero mean : 5174.306
ARIMA(3,0,2) with non-zero mean : Inf
ARIMA(2,0,1) with non-zero mean : 5171.156

Now re-fitting the best model(s) without approximations...

ARIMA(2,0,2) with non-zero mean : 5169.302

Best model: ARIMA(2,0,2) with non-zero mean
```

Figura 16: Diferentes ARIMAs analizados. Elaboración propia

```
Coefficients:
      ar1      ar2      ma1      ma2      mean
    1.3345 -0.3458 -0.7210 -0.1504 1225.125
s.e. 0.1166 0.1128 0.1165 0.0870 175.623

sigma^2 estimated as 106731: log likelihood=-2578.53
AIC=5169.06 AICC=5169.3 BIC=5192.35

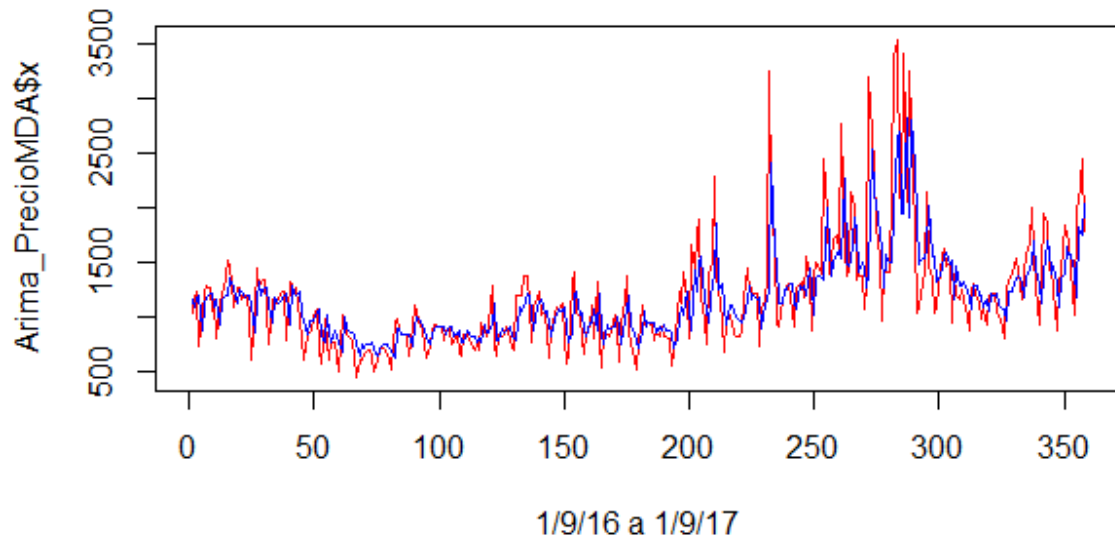
Training set error measures:
              ME      RMSE      MAE      MPE      MAPE      MASE      ACF1
Training set 2.257364 324.4083 206.7776 -5.333616 17.5757 0.8856157 0.00591092
```

Figura 15: Coeficientes del ARIMA (2, 0, 2). Elaboración propia

Según las aproximaciones, el mejor modelo que nos describe la serie de tiempo de los PMLs en el MDA es un modelo ARIMA(2, 0, 2) con los coeficientes de la figura 16. Escrito de forma matemática, los precios vienen determinados por la ecuación:

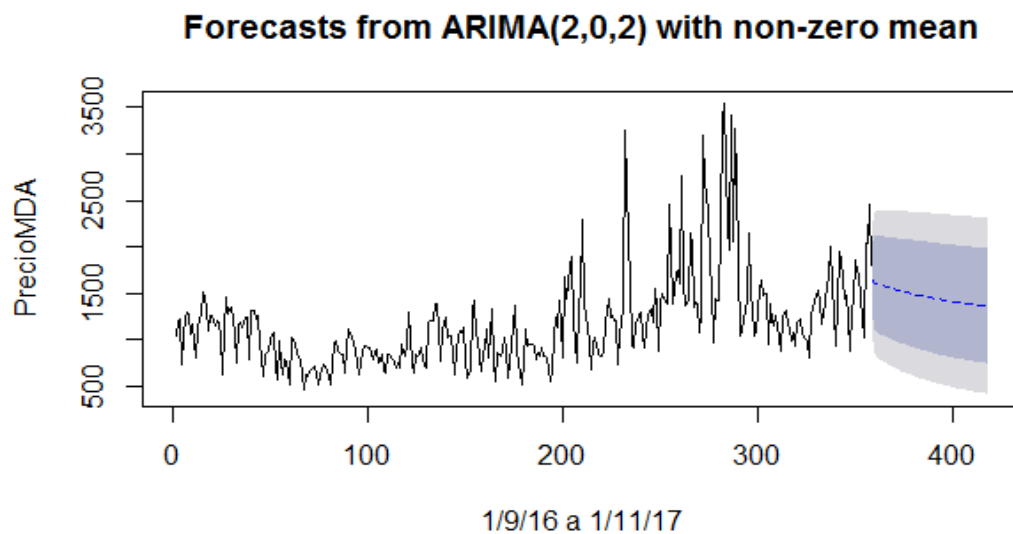
$$y_t = 1225,125 + 1,3345 * y_{t-1} - 0,3458 * y_{t-2} - 0,721 * \varepsilon_{t-1} - 0,1504 * \varepsilon_{t-2} + \varepsilon_t$$

En la gráfica 5 se dibuja el modelo ARIMA(2, 0, 2) junto con los valores reales de la variable PrecioMDA. En él se puede observar que este modelo se acerca muy acuradamente a los valores reales y que por lo tanto este modelo explica bien el comportamiento de la serie temporal de los PMLs en el MDA.



Gráfica 5: Aproximación del modelo ARIMA a los valores reales. Elaboración propia

Finalmente se ha realizado el forecast de los PMLs en el MDA para los siguientes 2 meses mediante el modelo ARIMA(2,0,2) determinado anteriormente y el resultado ha sido el siguiente:



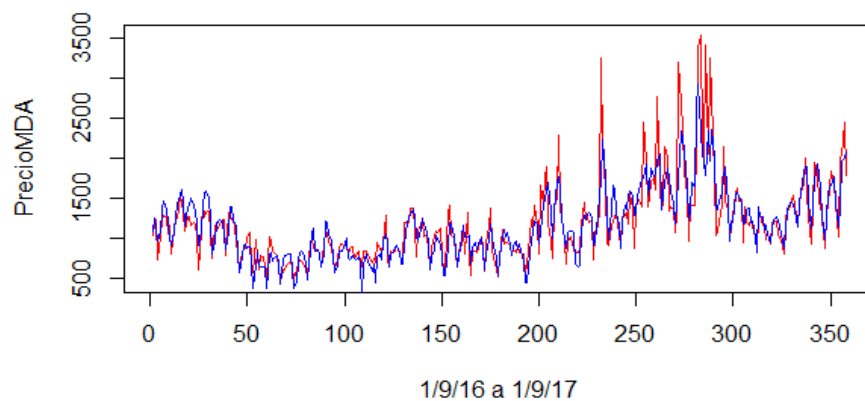
Gráfica 6: Forecast de los PMLs del MDA con el modelo ARMA(2,2). Elaboración propia

## 6.2 Resultados de las variables exógenas:

Como se ha comentado en el apartado 4 de este mismo estudio, hay muchas variables que pueden influir en el precio final de los PMLs del MDA y que por lo tanto se clasifican como variables exógenas.

En este apartado se determinan, con un procedimiento de regresión lineal, que variables son estas y que coeficientes tienen para determinar un modelo lo más parecido posible a la realidad.

En el primer paso se ha hecho un estudio con todas las variables posibles, se han descartado aquellas que no estaban definidas por motivos de singularidades, y se han descartado las variables que no era significativas.



Gráfica 7: Representación del resultado de modelo lineal con variables exógenas. Elaboración propia

```

Coefficients: (3 not defined because of singularities)
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) -1.224e+03  6.747e+02 -1.813  0.07066 .
AR1          3.173e-01  4.823e-02  6.579 1.83e-10 ***
AR2          4.072e-02  5.142e-02  0.792  0.42897
AR3         -1.344e-02  4.985e-02 -0.270  0.78763
AR4          2.328e-02  5.018e-02  0.464  0.64305
AR5         -2.678e-02  5.097e-02 -0.526  0.59958
AR6          1.774e-02  5.158e-02  0.344  0.73108
AR7          6.057e-02  4.616e-02  1.312  0.19037
n.congestion 4.055e-01  1.175e+00  0.345  0.73019
costo.congestion 5.115e-02  1.202e-02  4.254 2.73e-05 ***
max.congestion -4.039e-03  4.395e-03 -0.919  0.35876
cantidad.directament.modelada -2.313e+00  1.316e+00 -1.757  0.07979 .
cantidad.indirectament.modelada 7.175e-01  2.781e-01  2.580  0.01031 *
TOTAL.CANTIDAD.MDA NA NA NA NA
DEMANDA.MDA 7.939e-03  2.352e-01  0.034  0.97309
CIL.Capacidad.ofertada -1.461e-01  5.649e-01 -0.259  0.79612
HI.Capacidad.ofertada -2.772e-01  2.131e-01 -1.301  0.19405
NP.Capacidad.ofertada 5.020e-01  2.905e-01  1.728  0.08495 .
RN.Capacidad.ofertada -2.586e+01  1.153e+02 -0.224  0.82266
TE.Capacidad.ofertada -3.443e-01  2.283e-01 -1.508  0.13257
CIL.Generación NA NA NA NA
HI.Generación 1.038e+00  4.114e-01  2.524  0.01206 *
NP.Generación -2.228e+00  6.925e-01 -3.218  0.00142 **
RN.Generación 2.232e+01  1.153e+02  0.194  0.84657
TE.Generación NA NA NA NA
precio.Henry.hub 2.826e+00  2.899e+00  0.975  0.33044
PESO.DOLLAR 8.688e+01  2.975e+01  2.920  0.00374 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

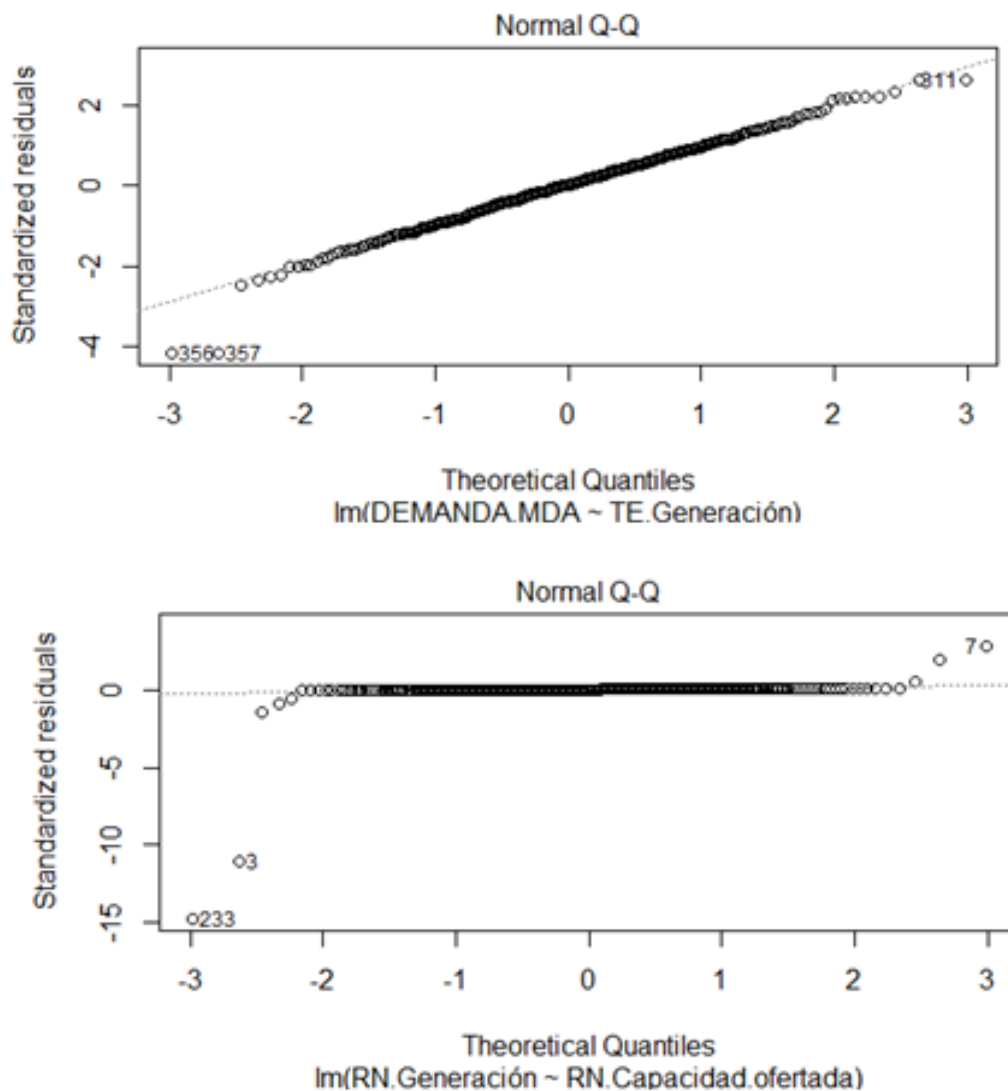
Residual standard error: 255.3 on 334 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.7467,    Adjusted R-squared:  0.7293
F-statistic: 42.82 on 23 and 334 DF,  p-value: < 2.2e-16

```

Figura 17: Valores i coeficientes de la regresión lineal para PrecioMDA. Elaboración propia

Como se puede observar en la figura 17 las variables exógenas menos significativas son la DEMANDA.MDA y la RN.Generación, y serían las que deberíamos eliminar del sistema. Pero haciendo un estudio exhaustivo de nuestros valores se observa, en la gráfica 8, que estas variables están completamente relacionadas con la TE.Generación y RN.Capacidad.ofertada, llegando incluso a tener los mismos valores en muchos de los días.

Es por esto y para una mejor comprensión de la solución que se eliminan del modelo las variables TE.Generación y RN.Capacidad.ofertada. Una vez eliminadas estas variables se puede observar que las variables que antes no eran significativas pasar a tener un p-valor muy bajo y que por lo tanto, si que eran significativas.



Gráfica 8: Residuos estandarizados de las variables críticas. Elaboración propia

A partir de este momento se sigue con un proceso iterativo de verificación del modelo y eliminación de las variables menos significativas una por una hasta llegar a un modelo más simplificado donde todas las variables tienen un p-valor más pequeño a 0,075 y que por lo tanto son significativas dentro de un intervalo de confianza del 92,5%.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

```

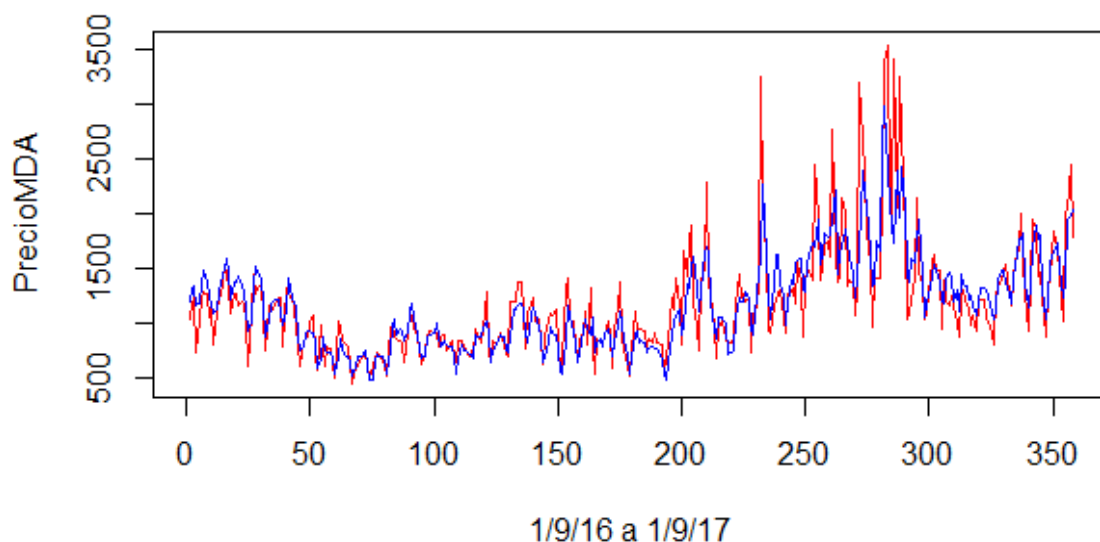
Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-605.03 -127.28  -21.32   82.18 1666.75

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  -6.575e+02  3.000e+02  -2.192  0.029054 *
AR1           3.614e-01  3.783e-02   9.551  < 2e-16 ***
AR7           7.095e-02  3.969e-02   1.787  0.074738 .
costo.congestion  4.550e-02  8.411e-03   5.409  1.18e-07 ***
DEMANDA.MDA     3.371e-01  1.041e-01   3.238  0.001320 **
RN.Generación  -3.843e+00  1.122e+00  -3.426  0.000686 ***
HI.Generación   1.277e+00  2.969e-01   4.301  2.21e-05 ***
precio.Henry.hub 4.747e+00  2.077e+00   2.286  0.022864 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 262.5 on 350 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.7194,    Adjusted R-squared:  0.7138
F-statistic: 128.2 on 7 and 350 DF,  p-value: < 2.2e-16

```

Figura 18: Coeficientes de las variables significativas para el PrecioMDA. Elaboración propia



Gráfica 9: Representación del modelo final con variables exógenas. Elaboración propia

Una vez conseguidos los resultados que se muestran en la figura 18 y en la gráfica 9 vamos a proceder a explicarlos. Primero de todo, como se ve en la figura 18, las variables exógenas significativas para el modelo de previsión de los PMLs en el MDA son: AR1, AR7, costo.congestion, DEMANDA.MDA, RN.Generación, HI.Generación y precio.Henry.hub. Eso significa que el precio del mercado eléctrico depende del precio de la electricidad en el día anterior más el precio de la electricidad del mismo día de la semana pasada, más los costos que haya habido de congestión más la demanda pronosticada para el día de uso de la electricidad, más la generación de hidráulica y renovables y por último depende del precio del gas natural marcado por el mercado Henry Hub.

La ecuación del precio del MDA es:

$$y_t = -657,5 + 0,3614 * y_{t-1} + 0,071 * y_{t-7} + 0,0455 * \text{costo.congestion} + 0,3371 * \text{DEMANDA.MDA} - 3,843 * \text{RN.generación} + 1,277 * \text{HI.generación} + 4,747 * \text{precio.Henry.Hub} + \epsilon_t$$

Como se puede observar en la ecuación todos los coeficientes de las variables son positivos, es decir, un aumento de la variable provoca un aumento en el precio, excepto la variable RN.generación. Eso tiene mucho sentido ya que, se ha demostrado en otros mercados que la incorporación de energías renovables en el mercado eléctrico tiene una influencia inversamente proporcional al precio y debiéndose a que la electricidad producida mediante energías renovables es más barata y hace disminuir el promedio del precio.

Aún así, los mercados eléctricos no pueden depender únicamente de energías renovables por causas como la confiabilidad, la estabilidad de la frecuencia, la potencia reactiva y otros factores que hacen necesario la participación de UCE térmicas en el MEM mexicano.

Es bueno señalar que, en un país donde casi el 50% de la capacidad instalada es en UCE térmicas con gas como materia prima, es muy normal que la variable del precio del gas sea visible como un factor de gran incidencia para determinar los precios en el MDA.

Finalmente, falta mencionar que este modelo comprende los principales factores que ya se había determinado en [25] junto con otros tantos y los cuantifica para poder determinar el precio del MDA.

## 7. CONCLUSIONES

El objetivo principal de este estudio era entender cómo funciona el nuevo modelo de mercado, determinar cuáles eran las variables exógenas y generar un modelo de previsión de los PMLs del MDA para el mercado eléctrico mayorista en México. En este estudio ha sido posible estimar estas variables y cuantificar sus coeficientes de correlación con los precios del MDA para así, determinar un modelo de previsión de los mismos. De esta manera se puede decir que el objetivo del estudio ha sido conseguido con éxito.

Las principales técnicas utilizadas en este estudio han sido los procesos ARIMA en combinación con una regresión lineal de las otras variables, unas técnicas que, como se puede observar en los resultados obtenidos, funcionan bastante bien pero no a la perfección debido a la volatilidad de los precios y a factores o variables no calculables como fallos, desconexiones repentinas e incluso terremotos que generen algún desperfecto en las UCE o en las instalaciones o líneas de transmisión.

Aunque el objetivo principal se ha logrado, este estudio se ha enfrentado a varias limitaciones. En primer lugar, el nuevo modelo de mercado eléctrico en México tiene apenas un año y medio de operación, por lo que muchos de los mercados aún se están ajustando o se están creando conceptos para poder iniciar aquellos que aún no están en disponibilidad de operación. Además como hace solo un año y medio del inicio, existen pocos valores para ser analizados y de dónde sacar información consistente para poder llegar a una conclusión teniendo la certeza que no se debe a un hecho puntual ocurrido por algún motivo ajeno al mercado.

Más adelante, cuando ya esté aplicada la segunda fase, sería interesante analizar otra vez la misma base de datos pero abarcando más de un año y así poder ver los patrones temporales que existen a escala anual. También sería interesante estudiar cómo los CELs influyen en los PMLs del MDA y hacer un análisis exhaustivo de la influencia del crecimiento de las energías renovables en el mercado eléctrico mexicano.

En resumen, la electricidad es un bien fundamental en todo el mundo que cada vez va a tener más y más demanda por lo que los precios se van a incrementar así que, debido a su reciente cambio de sistema, México es el país perfecto para ser estudiado y poder desarrollar un sistema robusto y eficiente con un control exhaustivo de los precios, a fin de evitar que empresas privadas quieran aprovecharse haciendo pagar a los consumidores un precio excesivo por la electricidad que consumen.

## 8. BIBLIOGRAFIA

- [1] Comisión Federal de Electricidad (CFE), “CFE y la electricidad en México”, 10 de Noviembre de 2014.
- [2] Carreón-Rodriguez, Victor G., Armando Jiménez San Vicente and Juan Rosellón, “The Mexican Electricity Sector: Economic, Legal and Political Issues,” Working Paper #5, Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, Stanford, California, Noviembre 2003.
- [3] Breceda, Miguel, Debate on Reform of the Electricity Sector in Mexico, Prepared for the North American Commission for Environmental Cooperation, Toronto, Ontario, Canada, Agosto 2000.
- [4] De La Garza Toledo, Enrique et.al., Historia de la Industria Eléctrica en México, tomo 1, Universidad Autónoma Metropolitana, Ciudad de México, México, 1994.
- [5] Prospectiva sobre la Utilización de las Energías Renovables En México: Una Visión al Año 2030, Noviembre 30, 2005.
- [6] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, REGLAMENTO DE LA LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, Nuevo Reglamento DOF, Ciudad de México, México, 31 de octubre de 2014.
- [7] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, LEY DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Nuevo Reglamento DOF, Ciudad de México, México, 11 de Agosto de 2014.
- [8] Guillermo Pineda, Francisco Ibáñez, Irene Hernández, Antonio Martínez Dalmau, Juan Carlos Rojas, Eduardo Reyes, Juan Santiago, Transformación del sector eléctrico Mexicano, Ciudad de México, México, 2014
- [9] Comisión Federal de Electricidad (CFE), Reporte anual CFE 2016, Ciudad de México, México, 28 de Abril de 2017.
- [10] Nicolás Camacho Cruz, Nuevo Mercado Eléctrico Nacional, Escuela Superior de Mecánica y Eléctrica, Ciudad de México, México, Enero 2016.
- [11] Francisco Ibáñez, Eduardo Reyes, Guillermo Chávez, Resumen de las Bases del Mercado Eléctrico, Ciudad de México, México, Septiembre 2015
- [12] Fernando Oliveire, Carlos Ruiz, Antonio Conejo. Contract design and supply chain coordination in the electricity industry. European Journal of Operational Research. Volume 227, Issue 3, 16 de Junio de 2013.
- [13] Cuarta Sección Secretaria de Energía, Bases del Mercado Eléctrico, Base 3.4, Ciudad de México, México, 8 de Septiembre de 2015.
- [14] Cuarta Sección Secretaria de Energía, Bases del Mercado Eléctrico, Base 3.5, Ciudad de México, México, 8 de Septiembre de 2015.



- [15] Segunda Sección Secretaria de Energía, Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, Ciudad de México, México, 17 de Junio de 2016.
- [16] José Luis Ceciliano Mesa, Roberto Navarro Pérez, Rolando Nieva Gómez, El modelo de asignación de unidades del mercado de día en adelante, Boletín IIE 2016, Ciudad de México, México, 2016.
- [17] Primera Sección Secretaria de Energía, Manual del Mercado para el Balance de Potencia, Ciudad de México, México, 12 de Septiembre de 2016.
- [18] CENACE, Departamento de Balance de Potencia, PRECIO MÁXIMO DE POTENCIA MERCADO DE BALANCE DE POTENCIA, Ciudad de México, México, 2 de Diciembre de 2016
- [19] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA, Nuevo Reglamento DOF, Ciudad de México, México, 12 de Enero de 2012.
- [20] Secretaria de Energía (SENER), Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030, Ciudad de México, México 2016
- [21] Tercera Sección Secretaria de Energía, Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, Ciudad de México, México, 28 de Julio de 2017.
- [22] Francisco Ibáñez, Eduardo Reyes, David Rodríguez, Resumen del anteproyecto de Bases del Mercado, Ciudad de México, México, Marzo 2015.
- [23] Tercera Sección Poder Ejecutivo Secretaria de Energía, Manual de Subastas de Mediano Plazo, Ciudad de México, México, 12 de Junio de 2017.
- [24] Séptima Sección Secretaria de Energía, Manual de Subastas de Largo Plazo, Ciudad de México, México, Septiembre de 2016.
- [25] Gabriel Roldán Alonso, Mario DePillis (Monitor Independiente del Mercado), Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2016, Ciudad de México, México, 10 de Marzo de 2017.
- [26] Graphs of the series of prices of several international markets in Figures 1-6 ESCRIBANO et al. (2002), or in several European Figure 1 CARNERO et al. (2003).
- [27] Christopher R. Knittel, Michael R. Roberts, Brief episodes of negative prices occurred, for example, in California during the crisis period of 2000, An empirical examination of restructured electricity prices, Energy Economics Volume 27, Issue 5, September 2005.
- [28] Ángel León, Antonio Rubia, Comportamiento del precio y volatilidad en el pool eléctrico español. Octubre 2001.

[29] J. R. Cancelo, A. Espasa and R. Grafe, Forecasting the Electricity Load from One Day to One Week Ahead for the Spanish System Operator, International Journal of Forecasting, Vol. 24, No. 4, 2008.

[30] Walter Enders, Applied Econometric Time Series. 2014

[31] Douglas C. Montgomery, Cheryl L. Jennings, Murat Kulahci, Introduction to Time Series Analysis and Forecasting. Marzo 2018.

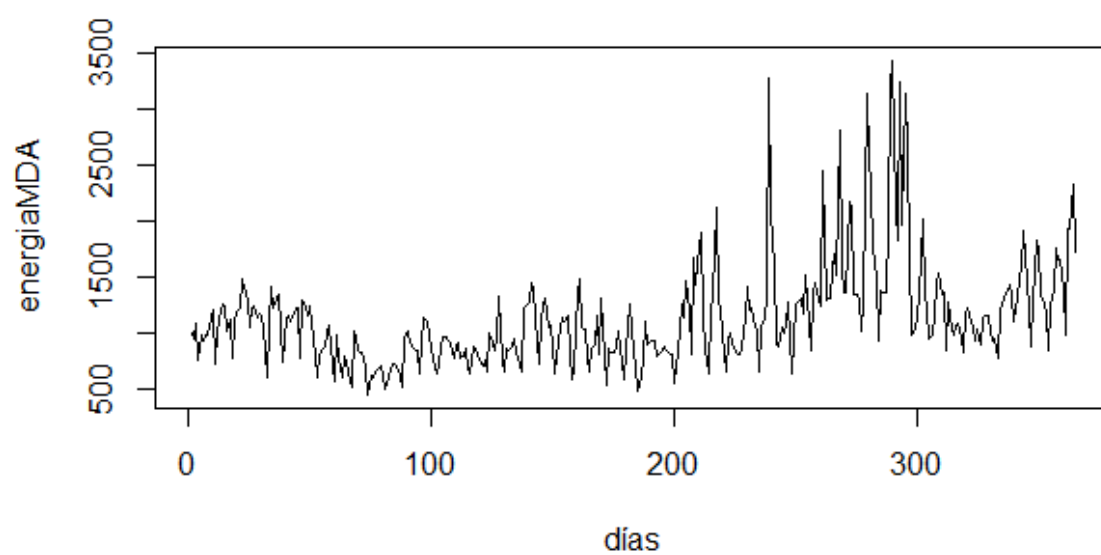
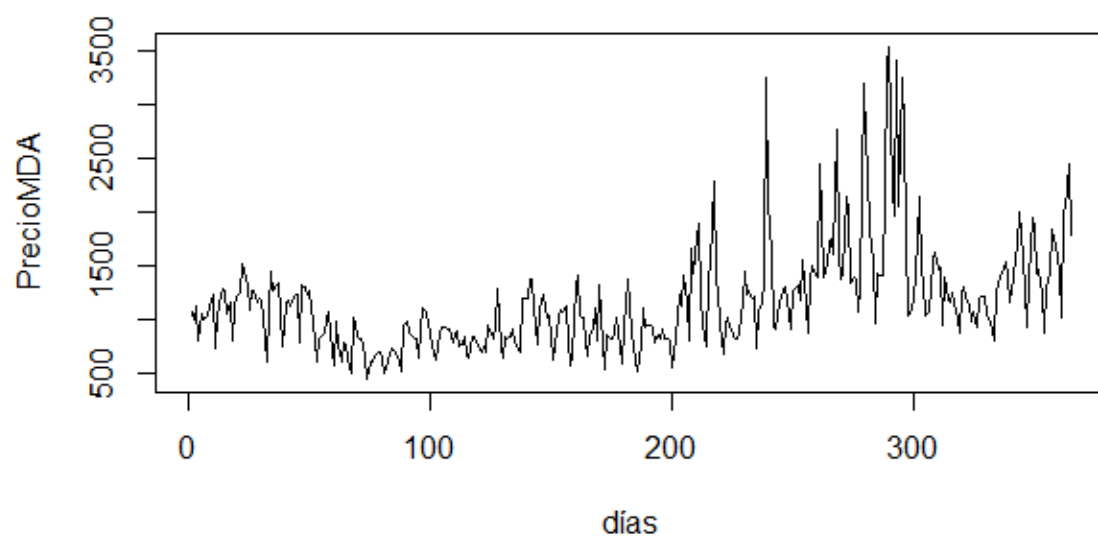
[32] Pedro A. Morettini, Clélia M.C. Toloj, Análise de Series Temporais. (Ed: Blücher, ABE-Projeto Fisher). 31 de Diciembre de 2005.

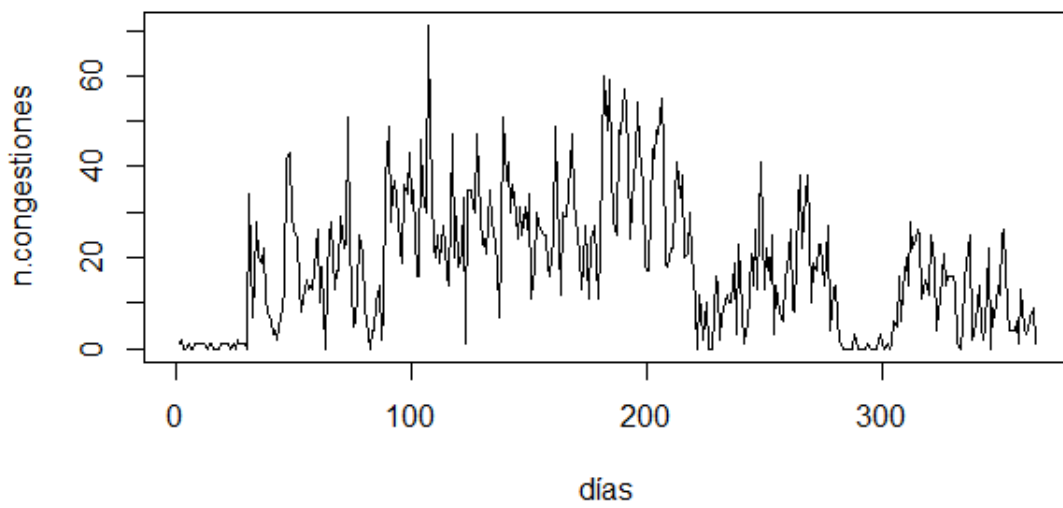
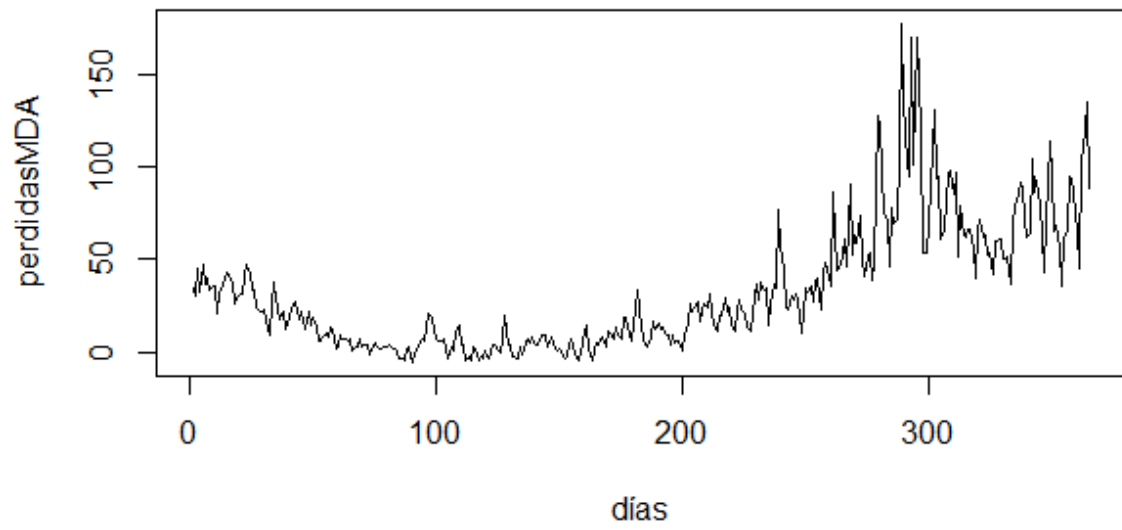
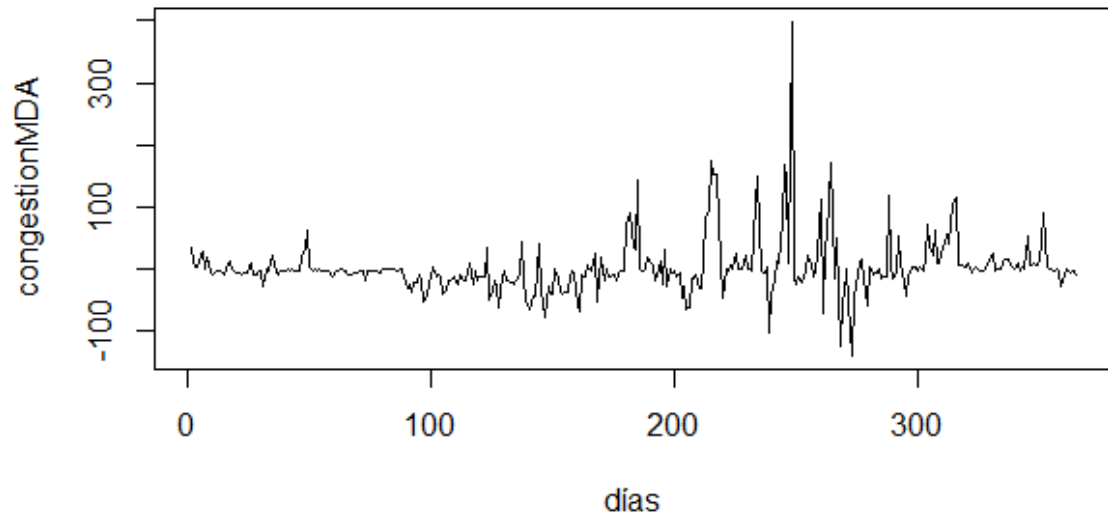
[33] Montgomery Johnson, J. Gardiner, Forecasting and Time Series Analysis. (Ed: Mc Graw Hill), Mayo 2011.

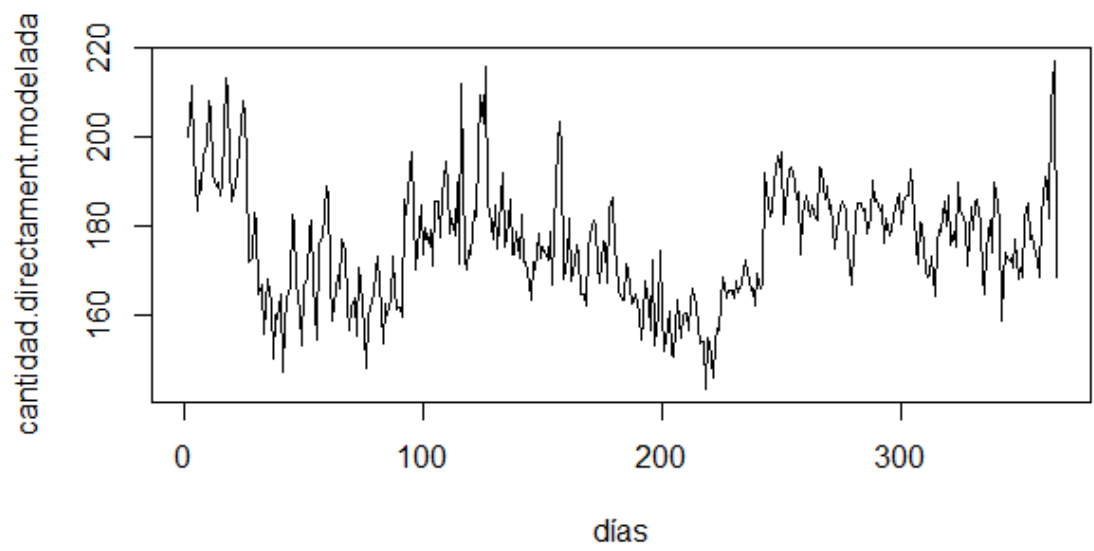
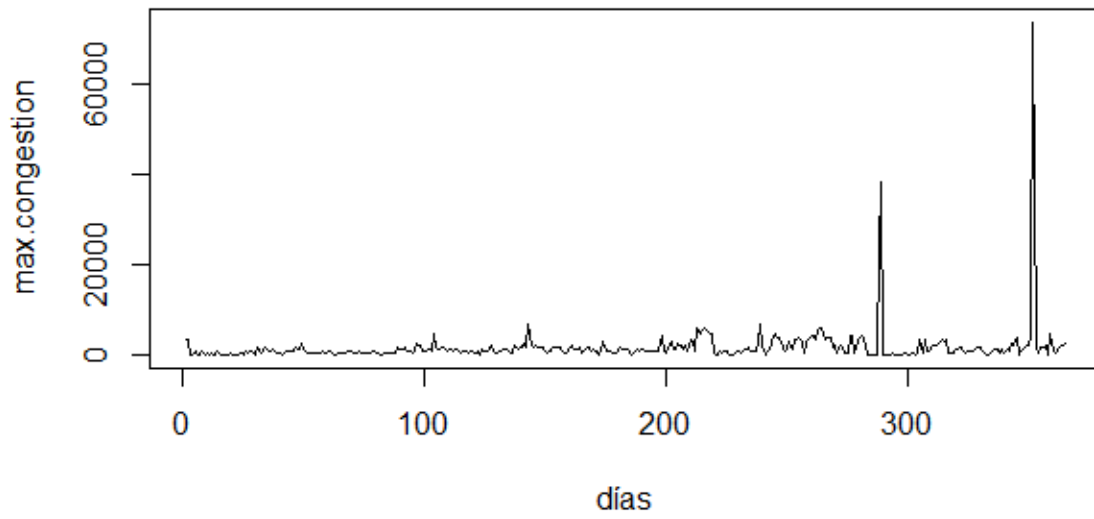
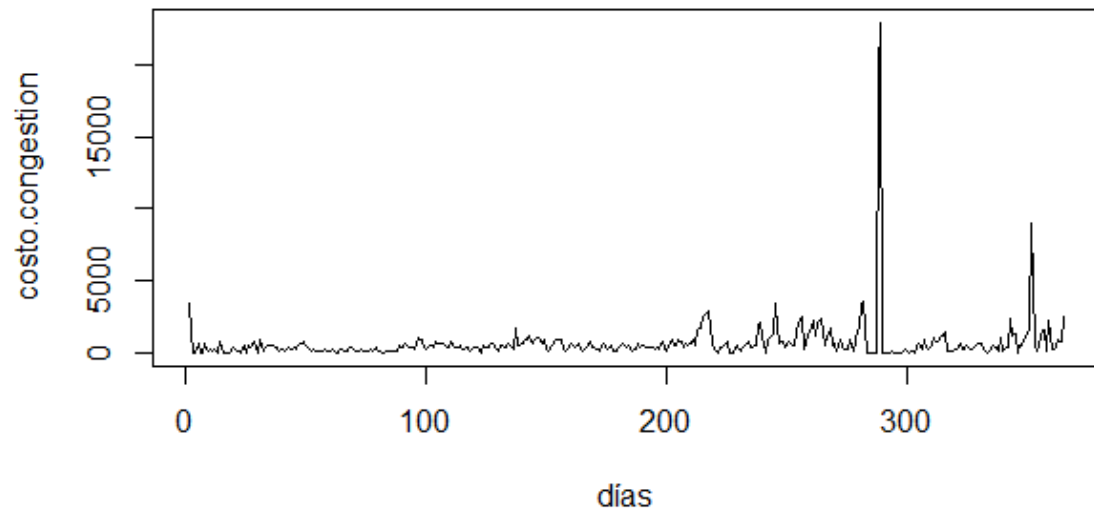
[34] Eric Serra Paradís, Roberto Ivo, Celma de Oliveira Ribeiro, Estimation of supply and demand in the Spanish energy market, Sao Paulo, Brasil, 19 de Junio de 2017.

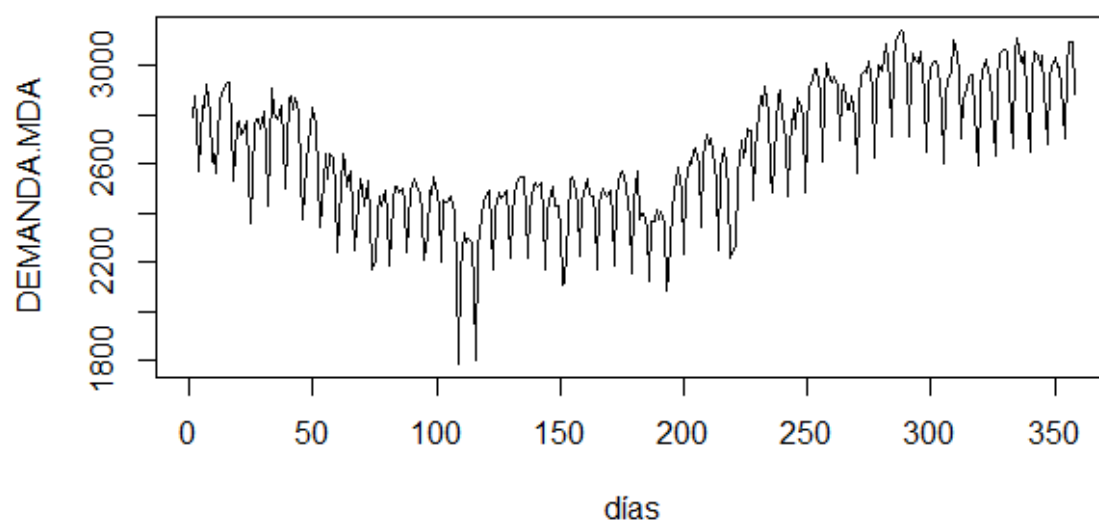
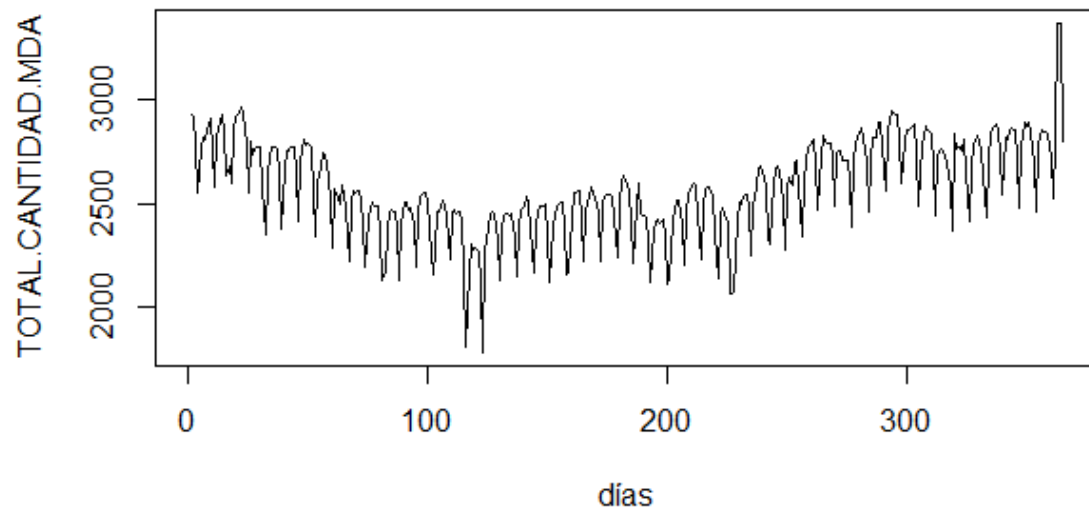
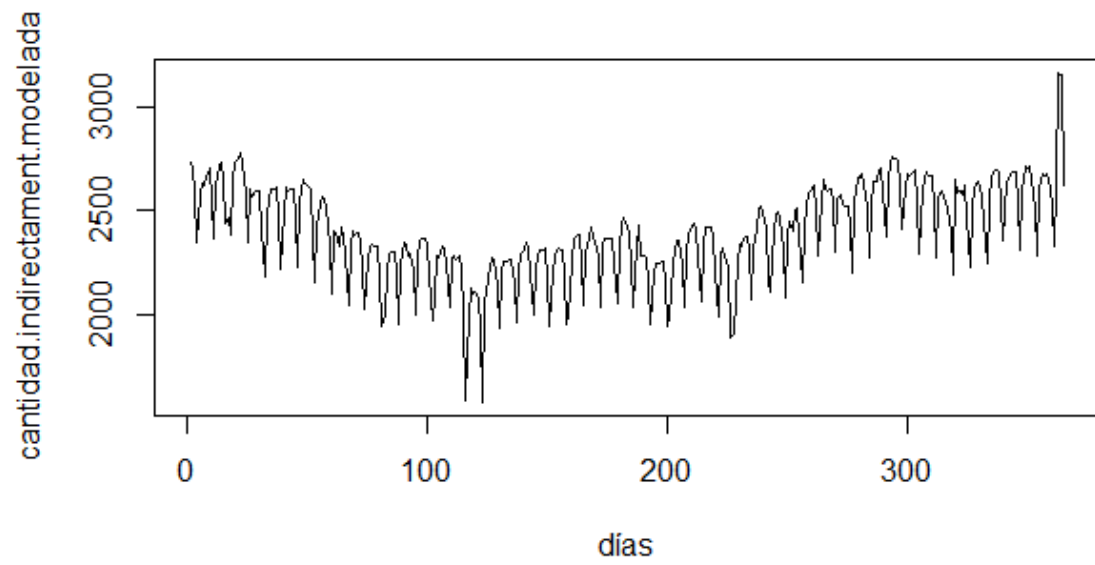
## 9. ANEXO

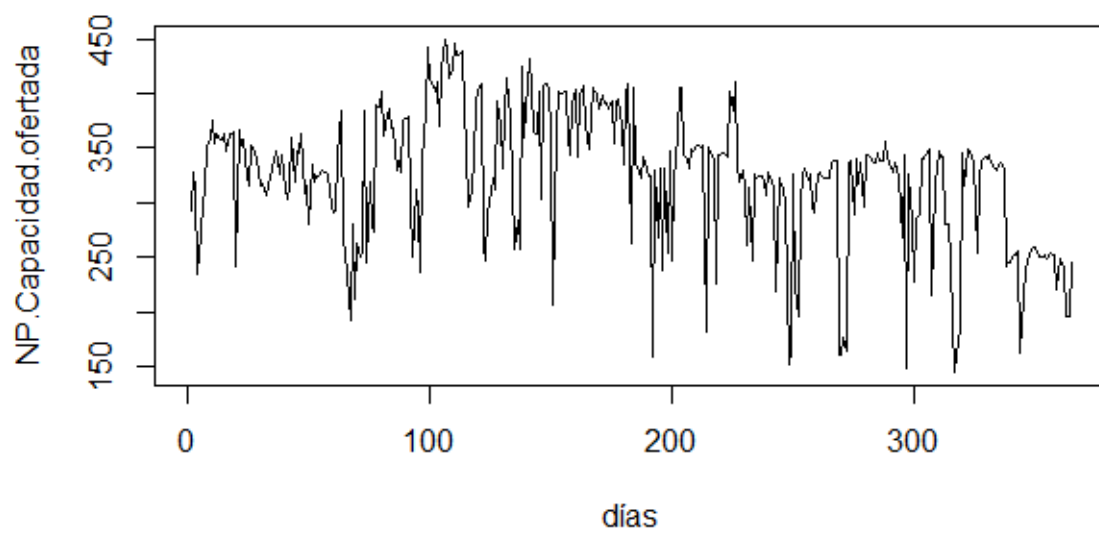
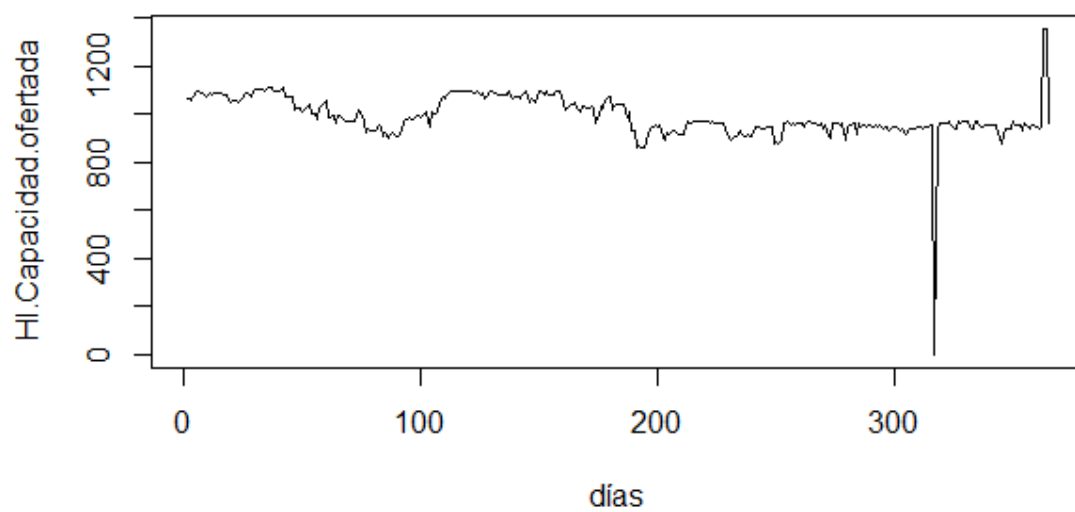
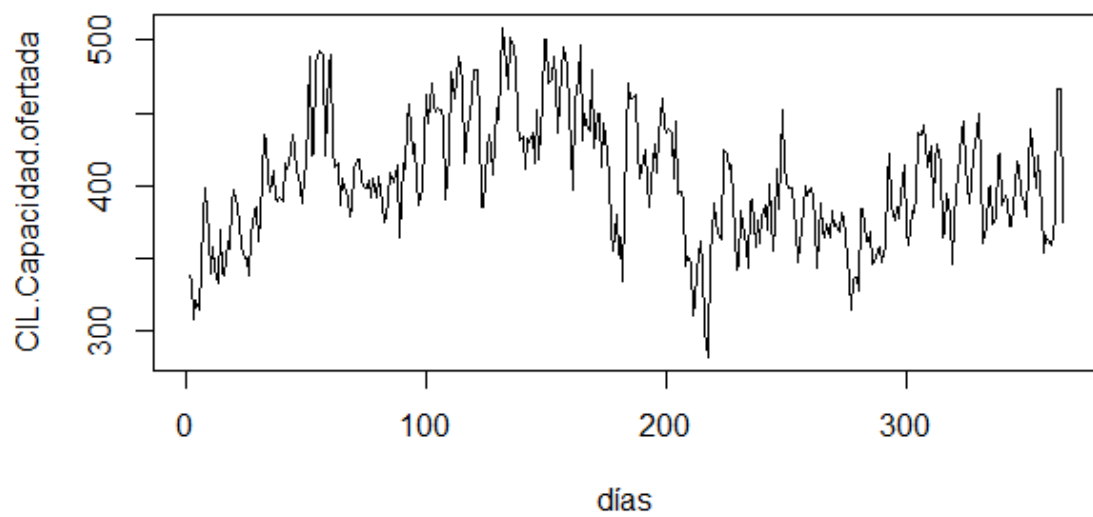
### Gráficas de todas las variables usadas

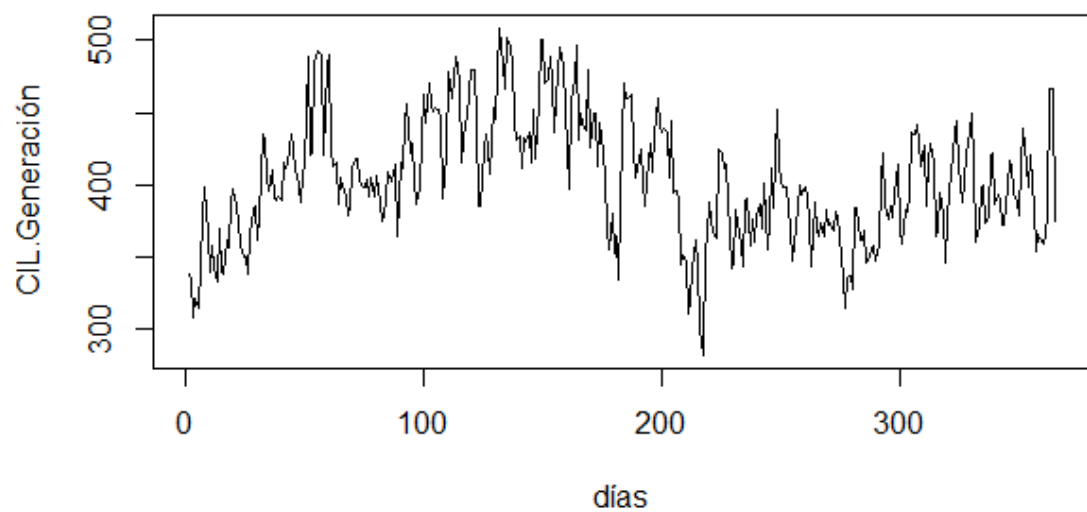
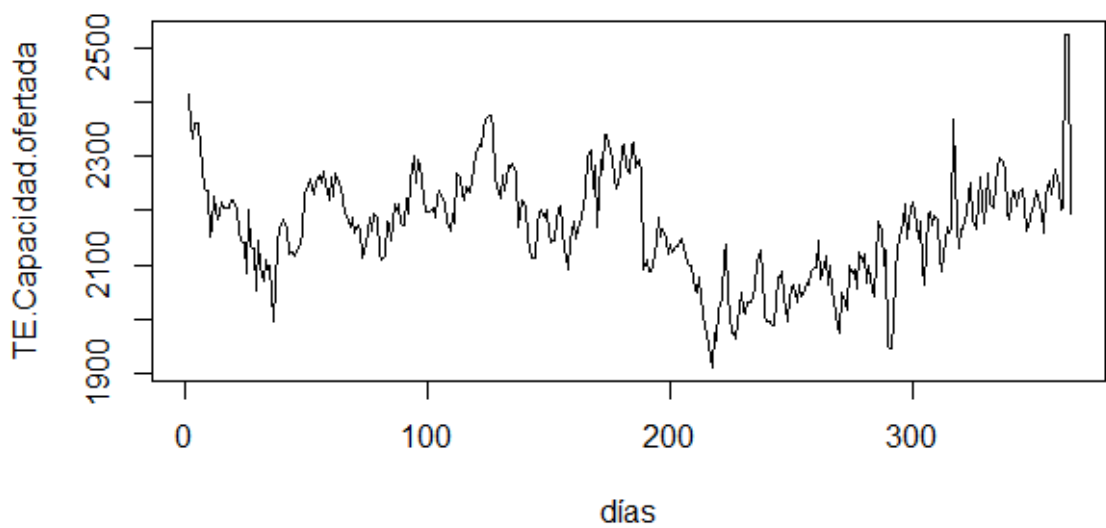
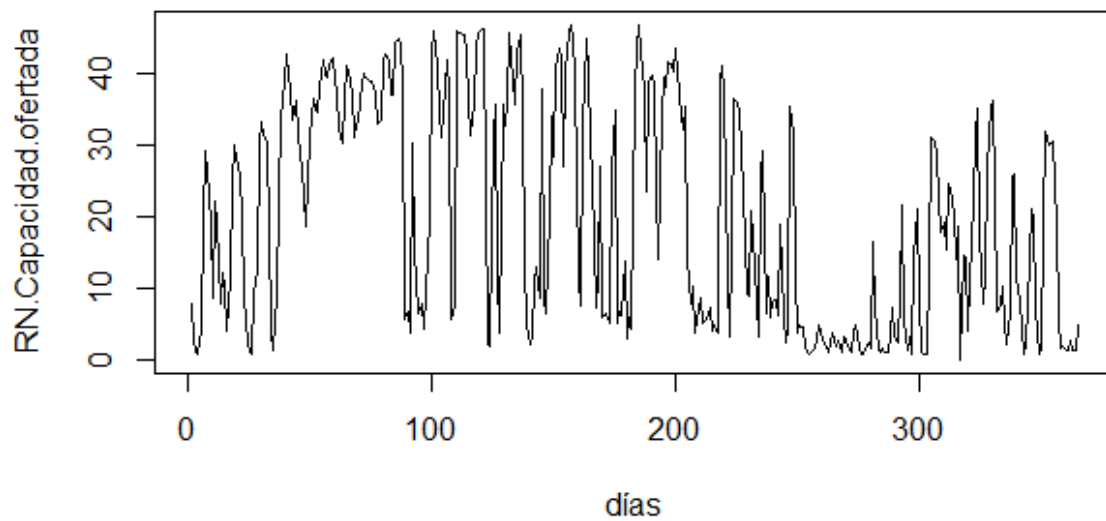




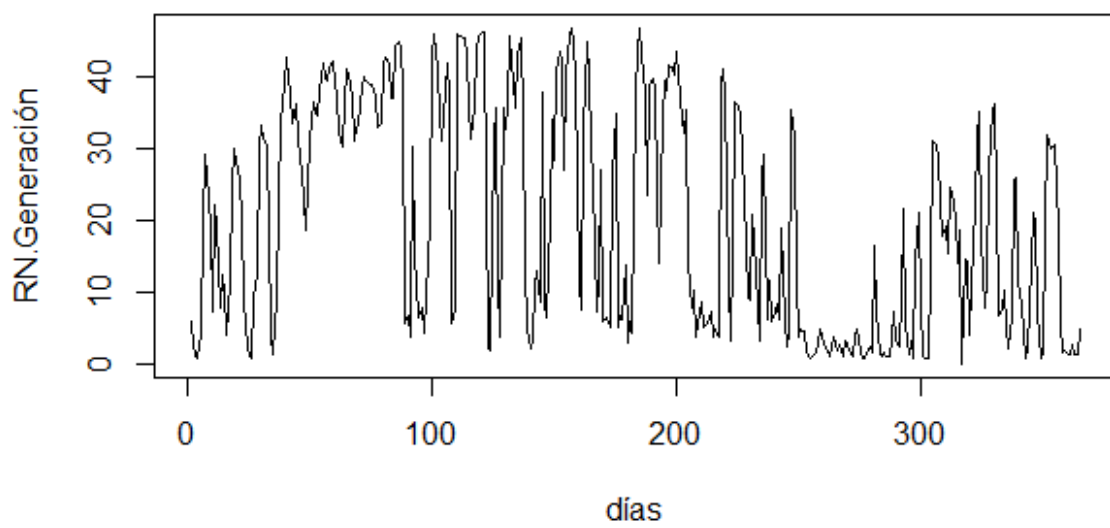
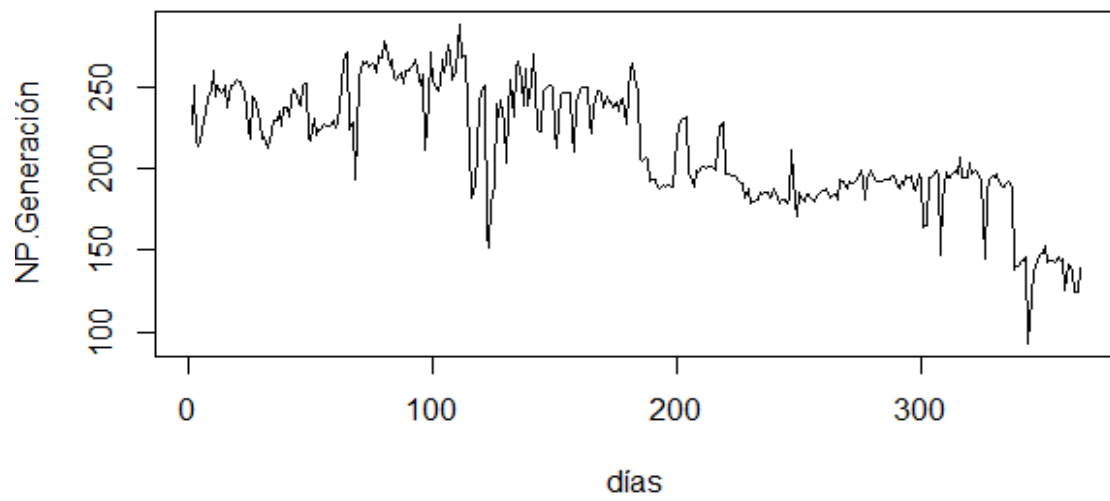
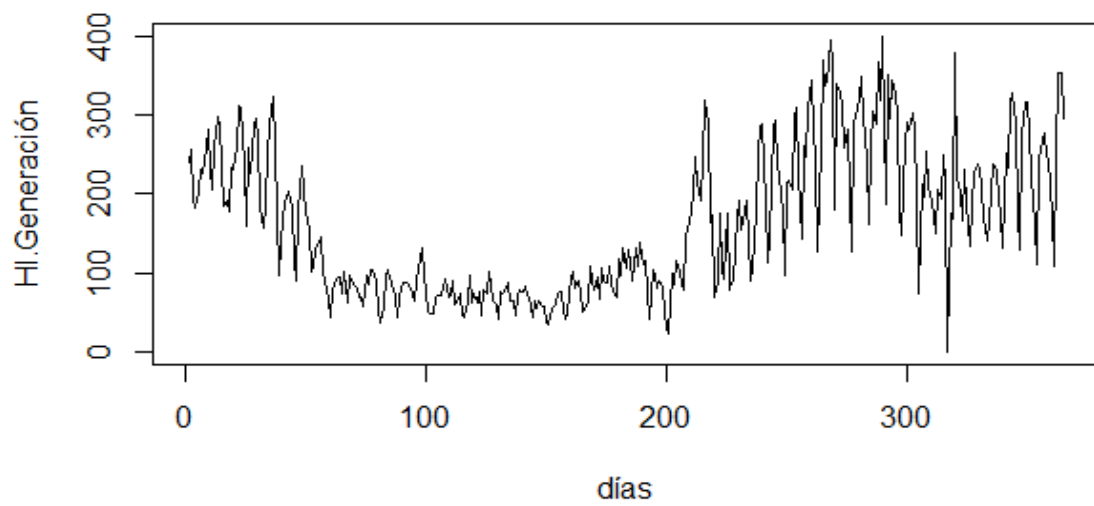


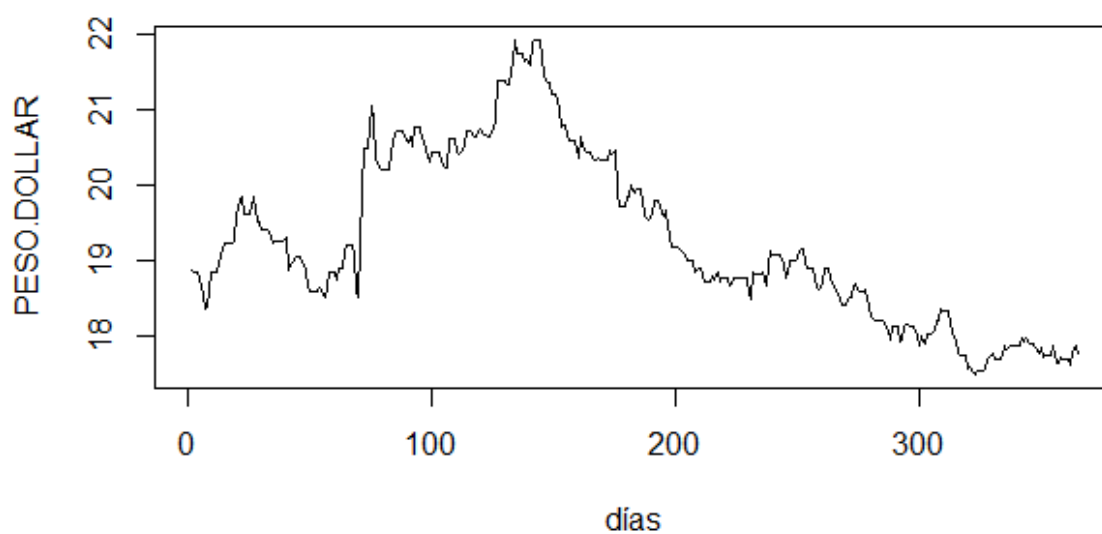
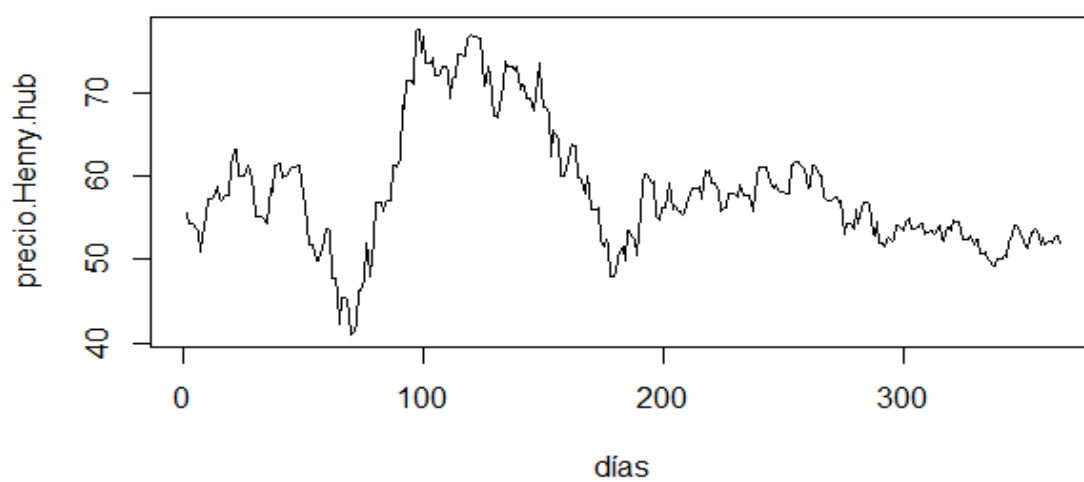
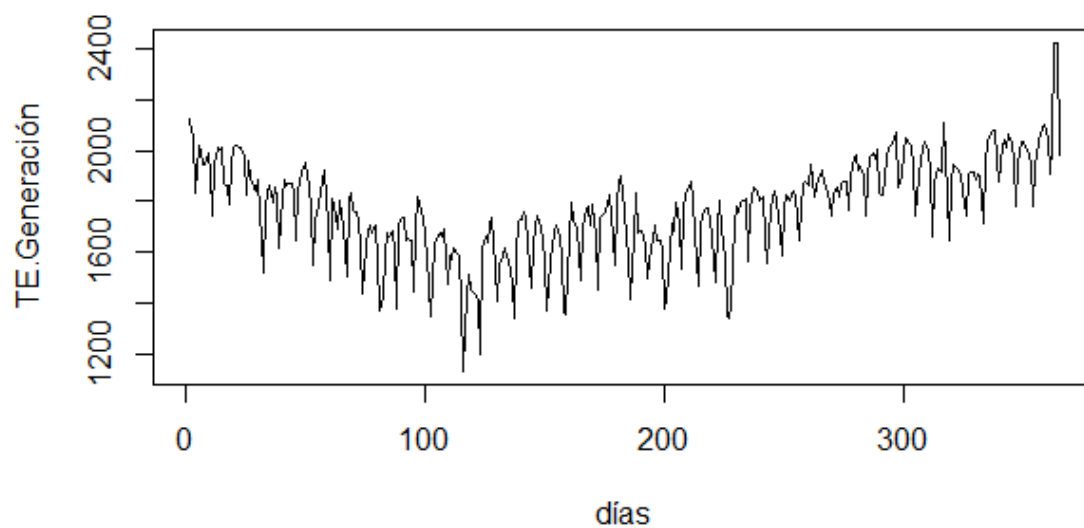












### **Programa usado en R-Project:**

#####

#### **# INICIANDO EL PROGRAMA**

#####

#### **# Cargar paquetes:**

```
library(tseries)
```

```
library(stats)
```

```
library(forecast)
```

```
library(MASS)
```

```
library(dynlm)
```

```
library(AER)
```

```
library(urca)
```

```
library(htmltools)
```

```
library(summarytools)
```

```
require(graphics)
```

```
data1 <- read.csv("C:/Users/Eduard/Desktop/ar.csv",header=T,dec="," ,sep=";")
```

```
attach(data1)
```

```
str(data1)
```

#####

#### **# ANÁLISIS INICIALES DE LAS SERIES**

#####

#### **# Gráficas de las series:**

```
plot.ts(PrecioMDA, xlab="días")
```

```
plot.ts(energiaMDA, xlab="días")
```

```

plot.ts(congestionMDA, xlab="días")
plot.ts(perdidasMDA, xlab="días")
plot.ts(n.congestiones, xlab="días")
plot.ts(costo.congestion, xlab="días")
plot.ts(max.congestion, xlab="días")
plot.ts(cantidad.directament.modelada, xlab="días")
plot.ts(cantidad.indirectament.modelada, xlab="días")
plot.ts(TOTAL.CANTIDAD.MDA, xlab="días")
plot.ts(DEMANDA.MDA, xlab="días")
plot.ts(CIL.Capacidad.ofertada, xlab="días")
plot.ts(HI.Capacidad.ofertada, xlab="días")
plot.ts(NP.Capacidad.ofertada, xlab="días")
plot.ts(RN.Capacidad.ofertada, xlab="días")
plot.ts(TE.Capacidad.ofertada, xlab="días")
plot.ts(CIL.Generación, xlab="días")
plot.ts(HI.Generación, xlab="días")
plot.ts(NP.Generación, xlab="días")
plot.ts(RN.Generación, xlab="días")
plot.ts(TE.Generación, xlab="días")
plot.ts(precio.Henry.hub, xlab="días")
plot.ts(PESO.DOLLAR, xlab="días")

```

#### **#Tests de verificación de estacionariedad**

```

adf.test(PrecioMDA, alternative='stationary')
adf.test(energiaMDA, alternative='stationary')
adf.test(congestionMDA, alternative='stationary')
adf.test(perdidasMDA, alternative='stationary')

```

#####

## # ESTIMACIONES DE LAS SERIES

#####

### #SERIE ARIMA PARA PrecioMDA

#####

```
Arima_PrecioMDA <- auto.arima(PrecioMDA , d=NA,D=NA, max.p = 100, max.q = 100, max.P = 100, max.Q =100,max.order =100, max.d = 100, max.D = 100,start.p = 3, start.q = 3, start.P = 1, start.Q = 1, stationary = TRUE, seasonal = TRUE, ic =c("aicc","aic","bic"), stepwise = TRUE, trace = TRUE, truncate = NULL, xreg = NULL, test=c("kpss","adf","pp"), seasonal.test = c("ocsb","ch"),allowdrift = TRUE,allowmean = TRUE, lambda = NULL, biasadj = FALSE,parallel = FALSE)
```

```
plot.ts(Arima_PrecioMDA$x,col="red", xlab="1/9/16 a 1/9/17")
```

```
lines(fitted(Arima_PrecioMDA),col="blue")
```

```
summary(Arima_PrecioMDA)
```

### #MODELO LINIAL PARA DETERMINACION DE VARIABLES EXÓGENAS

#####

```
VAR1<- lm(PrecioMDA ~ AR1 + AR2 + AR3 + AR4 + AR5 + AR6 + AR7 + n.congestiones + costo.congestion + max.congestion + cantidad.directament.modelada + cantidad.indirectament.modelada + TOTAL.CANTIDAD.MDA + DEMANDA.MDA + CIL.Capacidad.ofertada + HI.Capacidad.ofertada + NP.Capacidad.ofertada + RN.Capacidad.ofertada + TE.Capacidad.ofertada + CIL.Generación + HI.Generación + NP.Generación + RN.Generación + TE.Generación + precio.Henry.hub + PESO.DOLLAR )
```

```
plot.ts(PrecioMDA, col="red", xlab= "1/9/16 a 1/9/17")
```

```
lines(fitted(VAR1),col="blue")
```

```
summary(VAR1)
```

```
VAR2<- lm(PrecioMDA ~ AR1 + AR2 + AR3 + AR4 + AR5 + AR6 + AR7 + n.congestiones + costo.congestion + max.congestion + cantidad.directament.modelada + DEMANDA.MDA + CIL.Capacidad.ofertada + HI.Capacidad.ofertada + NP.Capacidad.ofertada +
```

```
TE.Capacidad.ofertada + HI.Generación + NP.Generación + RN.Generación + precio.Henry.hub  
+ PESO.DOLLAR )
```

```
plot.ts(PrecioMDA, col="red", xlab= "1/9/16 a 1/9/17")
```

```
lines(fitted(VAR1),col="blue")
```

```
summary(VAR2)
```

```
VARfinal<- lm(PrecioMDA ~ AR1 + AR7 + costo.congestion + DEMANDA.MDA + RN.Generación  
+ HI.Generación + precio.Henry.hub )
```

```
plot.ts(PrecioMDA, col="red", xlab= "1/9/16 a 1/9/17")
```

```
lines(fitted(VARfinal),col="blue")
```

```
summary(VARfinal)
```

```
summary(lm(DEMANDA.MDA ~ cantidad.indirectament.modelada))
```

```
plot(lm(DEMANDA.MDA ~ TE.Generación))
```

```
plot(lm(RN.Generación ~ RN.Capacidad.ofertada))
```

## **#SERIES PARA FORECAST**

```
#####
```

```
PrecioMDA_previsto <- forecast(Arima_PrecioMDA, h=60)
```

```
plot(PrecioMDA_previsto,plot.conf = TRUE,shaded=TRUE,shadebars =  
length(Pc_previsto$mean)<5, shadecols = NULL, col=1, fcol = 4,pi.col=1, pi.lty = 2,ylim = NULL,  
main = NULL, xlab = "1/9/16 a 1/11/17",ylab = "PrecioMDA",flty = 2,flwd = 1)
```

```
View(Pc_previsto)
```

```
summary(PrecioMDA_previsto)
```